



1T15

Resultados

Lisboa, 7 de Maio de 2015

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 -

Demonstração Resultados (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.423	1.483	-4%	-60
Fornecimentos e serviços externos	207	202	2%	+5
Custos com pessoal, benef. aos empregados	161	164	-2%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	38	86	-56%	-48
Custos Operacionais Líquidos (1)	406	453	-10%	-47
EBITDA	1.017	1.030	-1%	-13
Provisões	1	7	-92%	-6
Amortizações e imparidades exercício (2)	337	324	4%	+13
EBIT	680	699	-3%	-19
Resultados financeiros	(208)	(147)	-42%	-61
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(2)	12	-	-13
Resultado antes de impostos	471	564	-17%	-94
IRC e Impostos diferidos	90	186	-52%	-96
Contribuição extraord. sector energético	15	15	5%	+1
Resultado líquido do período	365	364	0%	+2
Accionistas da EDP	297	296	0%	+1
Interesses não controláveis	68	68	1%	+1

Dados-chave Operacionais	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.632	12.047	-3,4%	-416
Capacidade instalada (MW)	22.430	22.082	1,6%	+349

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
FFO	621	717	-13%	-97
Investimento operacional	362	278	30%	+85
Manutenção	102	112	-8%	-9
Expansão	260	166	57%	+94
Investimento Líquidos (4)	377	245	54%	+132

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.995	8.681	4%	+313
Dívida líquida	16.779	17.042	-2%	-263
Receb. futuros da actividade regulada	2.278	2.504	-9%	-226
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,1x	4,7x	-12%	-0,6x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,6x	4,0x	-11%	-0,4x

O **EBITDA do Grupo EDP** ascendeu a €1.017M no 1T15, ficando 1% abaixo do período homólogo como resultado de um agravamento da seca no Brasil e por um 1T14 na Península Ibérica muito forte em termos de hidraulicidade e eolicidade, especialmente quando comparado com um 1T15 marcado por uma hidraulicidade abaixo da média histórica. A **performance das operações na Península Ibérica** (EBITDA: -7% no período para €570M no 1T15) reflectiu essencialmente: (i) uma normalização das condições de mercado no 1T15, comparado com o 1T14, que beneficiou de uma hidraulicidade excepcionalmente forte e de um preço médio em mercado muito baixo; (ii) contribuição de produção hídrica para o mix de produção abaixo da média, reflexo do tempo seco no 1T15; (iii) menos oportunidades de trading de gás no mercado grossista; e (iv) ganho obtido na venda de activos de distribuição de gás em Múrcia no 1T15. A performance da **EDP Renováveis** ('EDPR', EBITDA: +10% em termos homólogos, para €319M no 1T15) foi impulsionada pelo acréscimo de capacidade média em operação (+6% em termos homólogos), por um preço realizado em mercado mais alto Espanha e nos EUA; e por uma apreciação do USD face ao Euro, em 22% (média do período). A performance da **EDP Brasil** ('EDPB', EBITDA: +2% no período para €129M no 1T15) pautou-se pelo aumento de défice de geração hídrica, de 4% no 1T14 para 21% no 1T15, que resultou numa redução de €45M em termos homólogos, impactando o EBITDA de 1T15 em -€51M; este efeito foi compensado por um aumento das receitas reguladas na distribuição (reflectindo essencialmente os recentes aumentos tarifários).

Os **custos operacionais** do Grupo EDP mantiveram-se estáveis face ao 1T14, em €368M, essencialmente suportados por: (i) -4% em termos homólogos na P. Ibérica, decorrente do corte de 3% no número de empregados (maioritariamente correspondente a pré-reformas em Portugal); (ii) estabilidade de custos na EDPR (excluindo impacto cambial), reflexo de apertado controlo de custos e expansão de portfólio; (iii) +6% no Brasil (excluindo impacto cambial), em linha com a inflação. Os **outros custos operacionais líquidos** ascenderam a €38M no 1T15, influenciados pela venda de activos de gás em Múrcia no 1T15 (ganho de €78M) e por uma subida de impostos sobre a geração na P. Ibérica (+€17M face ao período homólogo, para €43M no 1T15).

O **EBIT** desceu 3% face ao 1T14, para €680M no 1T15, suportado pelo EBITDA e por amortizações mais altas (+4% face ao 1T14, largamente explicado pela apreciação cambial do USD). Os **resultados financeiros** ascenderam -€208M no 1T15, influenciados pelo impacto da apreciação cambial na dívida financeira denominada em USD e pelo aumento do custo médio da dívida (de 4,6% no 1T14 para 4,7% no 1T15; estável face a 2014). Os **impostos** ascenderam a €90M no 1T15. Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado de Portugal para 2015, a EDP suportou um custo de €15M com a contribuição extraordinária aplicável ao sector energético em Portugal. Os **interesses não controláveis** ficaram estáveis, em €68M no 1T15, já que a subida de interesses não controláveis ao nível da EDPR foi compensado pelo menor resultado líquido ao nível da EDP Brasil e das suas subsidiárias de geração. O **resultado líquido da EDP** fixou-se nos €297M no 1T15, estável face ao período homólogo.

A **dívida líquida** caiu de €17MM a Dez-14, para €16,8MM a Mar-15, apesar do impacto cambial adverso em +€0,4MM decorrente da apreciação do USD face ao EUR em 13% (final de período). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida reflecte: (i) redução em €0,5MM por via de geração de fluxo de caixa operacionais (FFO), líquido de investimento em manutenção; (ii) redução em €0,2MM por via de activos regulatórios mais baixos, incluindo €0,5MM securitizado em Portugal; e (iii) €0,2MM resultante de investimento em expansão (nova capacidade hídrica e eólica), líquido de investimento em fundo de maneio com fornecedores de imobilizado, recebimentos líquidos de parceiros institucionais e desinvestimentos líquidos. A **posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Mar-15 ascende a €5,8MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP para além de 2016.**

A 21-Abr-15, os accionistas da EDP aprovaram a distribuição de dividendos relativos ao exercício 2014 no montante de €676M (€0,185/acção), o qual será pago a 14-Mai-15. A partir de 12-Mai-15, as acções transaccionarão sem direito a dividendo.

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações liqº de compensação de amort. de activos subsidiados; imparidades; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Invest. Líquidos definidos na nota (5) da página 5 deste documento.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15	1T15 YoY		1T15 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	153	176	-13%	-22	176	180	156	159	153				-13%	-22	-4%	-6
Actividades Liberalizadas	107	192	-44%	-85	192	123	52	49	107				-44%	-85	120%	59
Redes Reguladas P. Ibérica	324	245	32%	+79	245	314	257	226	324				32%	79	44%	98
Eólico e Solar	319	289	10%	+30	289	218	141	255	319				10%	30	25%	63
Brasil	129	127	2%	+2	127	139	108	245	129				2%	2	-47%	-116
Outros	(15)	2	-	-17	2	(2)	(2)	(7)	(15)				-	-17	-101%	-7
Consolidado	1.017	1.030	-1%	-13	1.030	972	713	927	1.017				-1%	-13	10%	90

O EBITDA consolidado ascendeu a €1.017M no 1T15, ficando 1% abaixo de 1T14 como resultado de: (i) condições de hidraulicidade e eolicidade excepcionais no 1T14 (comparado com um 1T15 mais seco do que a média histórica); (ii) um tempo ainda mais seco no Brasil no 1T15 (traduzindo-se em -€45M no EBITDA face ao 1T14); e (iii) ganho obtido na venda de activos de gás em Múrcia no 1T15 (+€78M). Em Portugal, a hidraulicidade no 1T15 ficou 26% aquém da média histórica (factor hidraulicidade: 0,74), o que compara com uma hidraulicidade 57% acima da média no 1T14 (factor hidraulicidade: 1,57). Na EDPR, a eolicidade no 1T15 ficou 3% aquém do cenário P50, face a +12% no 1T15. No Brasil, a intensificação da seca no 1T15 traduziu-se num agravamento do défice de geração hídrica de 4% no 1T14 (GSF em 96%) para 21% no 1T15 (GSF de 79%). O impacto cambial no EBITDA ascendeu a +€24M no 1T15 (+2% do EBITDA), resultante essencialmente da apreciação do USD face ao Euro, em 22%.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (15% do EBITDA) - O EBITDA caiu 13% (-€22M), para €153M no 1T15, afectado pela quebra em 50% da produção mini-hídrica (-€15M face ao 1T14) e pela natural depreciação da base de activos líquidos sob CAE/CMEC num contexto de baixa inflação.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (10% do EBITDA) - O EBITDA caiu €85M no 1T15, em termos homólogos, para €107M no 1T15, suportado por: (i) -€51M na margem bruta de electricidade face ao 1T14, decorrente da menor contribuição da produção hídrica (41% no mix de geração do 1T15 vs. 67% no 1T14) e menos oportunidades na gestão de volatilidade nos mercados energéticos; (ii) -€12M na margem bruta do gás decorrente de menos oportunidades no mercado grossista; (iii) -€27M no EBITDA face ao 1T14, decorrente do aumento nos impostos sobre a geração suportados na P. Ibérica e do acréscimo de custos com clientes decorrente de processo de liberalização em curso.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (31% do EBITDA) - O EBITDA subiu 32% (+€79M) face ao 1T14, para €324M no 1T15, suportado pelo ganho decorrente da venda de activos de gás em Múrcia no 1T15 (+€78M). Ajustado deste efeito, o EBITDA ficou estável, na medida em que as melhorias de eficiência obtidas compensaram a diminuição dos proveitos. A margem bruta desceu 2% (-€10M face ao 1T14), reflexo do início do período regulatório 2015-17 e de uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa em Portugal (6,36% no 1T15 face a 8,37% no 1T14), decorrente da queda das yields de Portugal.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (31% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 10% (+€30M) face ao 1T14, para €319M no 1T15, impulsionado pelas operações na América do Norte (+€29M vs. 1T14), resultante da apreciação do USD face ao Euro (+€23M) e da subida do preço médio realizado em mercado. O EBITDA na Europa ficou estável, reflexo da subida do EBITDA em Espanha (+€8M vs. 1T14, suportado pela recuperação do preço médio realizado em mercado), que foi compensada pela descida do EBITDA em Portugal (-€8M vs. 1T14, penalizado por recursos eólicos excepcionais no 1T14 e pela baixa inflação).

BRASIL (12% do EBITDA) - A contribuição da EDPB para o grupo EDP subiu 2% (+€2M), para €129M no 1T15, com um impacto cambial negligenciável no período. O EBITDA distribuição subiu 64% (+R\$90M), impulsionado pela subida das receitas reguladas (reflectindo essencialmente aumentos tarifários recentes) e pelo reconhecimento na margem bruta dos recebimento futuros da actividade regulada a partir da Dez-14). O EBITDA da geração e comercialização diminuiu 28% (-R\$28M), na medida em que o aumento do custo da electricidade, decorrente do baixo GSF no período (79% no 1T15 vs. 96% no 1T14), superou o efeito da estratégia de alocação sazonal dos volumes vendidos. As perdas decorrentes de baixo GSF ascenderam a R\$165M no 1T15 face a perdas de R\$19M verificadas no 1T14.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	1T15 QoQ Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.017	1.030	-1%	-13	1.017				10%	90
Provisões	1	7	-92%	-6	1				-98%	-30
Amortizações e imparidades exercício	337	324	4%	13	337				-12%	-46
EBIT	680	699	-3%	-19	680				32%	167
Juros financeiros líquidos	(238)	(216)	-10%	-22	(238)				-5%	-11
Custos financeiros capitalizados	32	41	-22%	-9	32				-28%	-12
Diferenças de câmbio e derivados	(40)	19	-	-58	(40)				34%	20
Rendimentos de participações de capital	0	0	735%	0	0				-	-0
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(11)	(17)	33%	6	(11)				18%	3
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	-	(0)	-	0	-				-	-118
Outros ganhos e perdas financeiros	50	27	87%	23	50				138%	29
Resultados Financeiros	(208)	(147)	-42%	-61	(208)				-76%	-90
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	(2)	12	-	-13	(2)				83%	8
Resultados Antes de Impostos	471	564	-17%	-94	471				22%	85
IRC e Impostos Diferidos	90	186	-52%	-96	90				153%	54
Taxa de imposto efectiva (%)	19%	33%	-	-13,8 pp	19%				108%	0,1 pp
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	15	15	5%	1	15				-1%	-0
EDP Renováveis	44	39	13%	5	44				78%	19
Energias do Brasil	18	27	-32%	-8	18				-67%	-37
Outros	6	2	228%	4	6				-	6
Interesses não controláveis	68	68	1%	1	68				-15%	-12
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	297	296	0%	1	297				17%	43

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) cresceram 4% para €337M no 1T15, reflectindo sobretudo maiores amortizações ao nível da EDPR fruto de nova capacidade instalada nos últimos 12 meses do impacto cambial por desvalorização do EUR/USD (€11M).

Os **custos financeiros líquidos** subiram 42% (vs. 1T14) para €208M no 1T15. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 10%, reflectindo uma subida do custo médio da dívida, de 4,6% no 1T14 para 4,7% no 1T15 devido à apreciação do USD face ao EUR e ao decorrente impacto nos juros sobre a dívida denominada em USD. As **diferenças de câmbio e derivados**, -€40M no 1T15 (-€58M vs. 1T14), referem-se essencialmente a resultados com coberturas nos mercados cambiais, energéticos e de “commodities”. Os **custos financeiros capitalizados** alcançaram os €32M no 1T15, -€9M vs. 1T14, sendo relativos sobretudo aos projectos hídricos em construção em Portugal. Os **outros ganhos e perdas financeiros**, €50M no 1T15, incluem um ganho de €32M com a venda do défice tarifário (vs. €12M no 1T14).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€2M no 1T15 com as maiores contribuições a resultarem da: i) participação da EDPR com 40% no capital da ENEOP Portugal (€7M no 1T15 vs. €9M no 1T14);

ii) a contribuição da nossa participação de 50% no capital de Pecém I caiu €3M no período para -€8M; e iii) Jari que permitiu uma contribuição da nossa participação de 50% capital de -€4M vs. €0M no 1T14.

O **imposto sobre o rendimento** totalizou €90M no 1T15, materializando numa taxa de imposto efectiva de 19% no 1T15 (vs. 33% no 1T14). O decréscimo é explicado parcialmente pelo ganho na venda de activos de gás em Espanha não contribuir 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 2015 em Portugal e de 30% em 2014 para 28% em 2015). Além disso, e de acordo com o que havia sido definido no Orçamento de Estado de Portugal, no 1T15, a EDP contribuiu com €15M para a contribuição especial que está a ser aplicado ao sector da energia.

Os **interesses não controláveis** ficaram estáveis nos €68M no 1T15, devido à venda por parte da EDPR de participações minoritárias em parques eólicos e ao ganho de capital com a venda dos activos de gás ao nível da participação minoritária de 5% da Naturgas, efeitos mitigados pelo menor resultado líquido ao nível da EDPB e das suas subsidiárias da área de geração. O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** ficou estável nos €297M no 1T15.

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	4	3	31%	+1
Liberalizado (P. Ibérica)	93	124	-25%	-32
Redes reguladas (P. Ibérica)	69	70	-1%	-1
Eólico & Solar	163	44	271%	+119
Brasil	21	26	-21%	-6
Outros	14	11	25%	+3
Grupo EDP	362	278	30%	+85
Expansão	260	166	57%	+94
Manutenção	102	112	-8%	-9

1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
3	7	10	16	4			
124	171	115	148	93			
70	89	87	136	69			
44	69	165	432	163			
26	28	39	26	21			
11	17	15	24	14			
278	381	431	782	362			
166	233	278	572	260			
112	148	153	210	102			



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1T15	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.449	84	1.668
Eólico e Solar (2)	601	90	246
Total	2.051	174	1.914

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €362M no 1T15, em grande parte dedicado a projectos de expansão (72% do total), nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção caiu 8% (-€9M), para €102M no 1T15, concentrando-se nas actividades de redes reguladas na Pen. Ibérica e no Brasil.

Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	15	5	-	+10
Desinvestimentos	187	29	-	+158
Activos de gás (Espanha)	185	-	-	+185
Activos eólicos	-	28	-	-28
Outros	2	1	-	+2
Total	(172)	(24)	-	-148

O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €84M no 1T15, abaixo dos €117M investidos no 1T14, na medida em que o grupo se aproxima do fim da construção de vários projectos hídricos. A EDP está actualmente a construir 3 novas centrais e 2 repotenciações em Portugal: (i) 173MW no Baixo Sabor, uma nova central com bombagem, cujo escalão a jusante (30MW) entrou em operação no 1T15 (a capacidade restante deverá arrancar operações no 2S15); (ii) 81MW em Ribeiradio/Ermidia (central nova) com arranque previsto no 1S15; (iii) 963MW em repotenciação, com arranque previsto no 2S15; e (iv) 263MW em Foz Tua (nova central com bombagem), com arranque previsto no 2S16. O **investimento em nova capacidade eólica e solar** (EDPR) somou €163M no 1T15 (€21M do qual reflexo da apreciação cambial face a Mar-14), essencialmente alocado a 601MW de capacidade em construção (66% nos EUA, 20% no Brasil, 14% na Europa), capacidade recentemente instalada e beneficiação **de capacidade já em operação**. No Brasil, o investimento ascendeu a €21M no 1T15, maioritariamente destinado à nossa actividade da distribuição.

No geral, e excluindo os novos projectos hídricos no Brasil, a EDP investiu €1,9MM em 2,1GW 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; S. Manoel (700MW) com arranque previsto em Mai-18.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €172M no 1T15. Os **desinvestimentos financeiros**, num total de €187M no 1T15, reflectem a conclusão da venda à Redexis de activos de gás em Múrcia, com um encaixe de €185M (a conclusão da venda por €51M do restante perímetro de activos acordado com a Redexis, deverá ocorrer no 2T15). Os **investimentos financeiros** compreendem essencialmente o contributo de capital da EDPB para o projecto hídrico de Cachoeira-Caldeirão.

Investimento Líquido (€m)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	362	278	30%	+85
Investimentos financeiros	15	5	-	+10
Rotação de activos na EDPR	-	(38)	-	+38
Total	377	245	54%	+132

Em suma, o investimento líquido no 1T15 totalizou €377M no 1T15 (vs. €245M no 1T14), incluindo investimento operacional no montante de €362M e investimentos financeiros no valor de €15M. No que se refere à estratégia de rotação de activos por parte da EDPR, note-se que: (i) no 1T15, a EDPR acordou vender uma posição minoritária num parque solar nos EUA por USD30M, esperando-se que o respectivo encaixe aconteça no 2T15; (ii) No 2T15, a EDPR recebeu da Fiera Axiom USD348M, referentes à venda de 49% de participação num portfólio nos EUA, com 1,1GW de capacidade instalada (acordada em Ago-14).

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento.

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.017	1.030	-1%	-13
Imposto corrente	(112)	(75)	-49%	-37
Juros financeiros líquidos	(238)	(216)	-10%	-22
Resultados de associadas e dividendos	(2)	12	-	-13
Itens não monetários	(45)	(34)	-33%	-11
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	621	717	-13%	-97

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.017	1.030	-1%	-13
Imposto corrente	(112)	(75)	-49%	-37
Investimento em fundo de maneo	372	(390)	-	+763
Recebimentos futuros da actividade regulada	226	(247)	-	+473
Itens não monetários	(45)	(34)	-33%	-11
Outros	191	(109)	-	+300
Fluxo das Actividades Operacionais	1.278	565	126%	+713
Investimento operacional	(362)	(278)	-30%	-85
Expansão	(260)	(166)	-57%	-94
Manutenção	(102)	(112)	8%	+9
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(113)	(105)	-7%	-8
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	172	24	620%	+148
Juros financeiros líquidos pagos	(260)	(255)	-2%	-5
Dividendos recebidos	4	8	-55%	-4
Dividendos pagos	(0)	(0)	-22%	-0
Accionistas	-	-	-	-
Outros	(0)	(0)	-	-
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	(18)	(12)	-46%	-6
Variações cambiais	(436)	(36)	-	-400
Outras variações não operacionais	(2)	68	-	-70
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	263	(21)	-	+284

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	3.786	4.027	-6%	-242
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	499	150	234%	+350
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(3.118)	(3.307)	6%	+189
Pagamentos de rendas de concessão e outros	65	(294)	-	+358
Fluxo gerado pelas operações	1.232	576	114%	+656
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	46	(11)	-	+57
Fluxo das Actividades Operacionais	1.278	565	126%	+713
Fluxo das Actividades de Investimento	(279)	(362)	23%	+83
Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.352)	(686)	-97%	-666
Variação de caixa e seus equivalentes	(353)	(482)	27%	+130
Efeito das diferenças de câmbio	(25)	11	-	-36

O FFO diminuiu 13% no período para €621M no 1T15, incluindo: i) um aumento de €37M do imposto corrente, devido ao encaixe de €500M relativos à securitização de parte do défice tarifário de 2014 em Portugal; e ii) um aumento de €22M dos juros financeiros líquidos, reflectindo um aumento do custo médio da dívida (4,7% no 1T15) e uma apreciação de 22% do câmbio médio do Dólar face ao Euro no período.

O fluxo das actividades operacionais subiu €713M no período para €1.278M no 1T15. Os recebimentos futuros da actividade regulada caíram €226M vs. Dez-14, reflectindo: i) um encaixe líquido de €242M proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€465M relativos à operação de securitização realizada no 1T15; ii) um aumento de €42M das nossas actividades em Espanha, reflectindo +€44M relativos à parcela da EDP Espanha no défice tarifário do sector do gás; e iii) -€26M de activos regulados a receber no futuro provenientes das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os outros investimentos em fundo de maneo, que totalizaram -€191M no 1T15, incluem um ganho de €32M relativo à mencionada operação de securitização do défice tarifário; adicionalmente, esta rubrica reflecte uma redução dos inventários de carvão bem como uma diminuição dos valores de IVA a receber em Portugal e no Brasil. De recordar que a rubrica de 'outros investimentos em fundo de maneo' no 1T14 foi negativamente afectada pelo reconhecimento de cerca de €120M relativos a contribuições da CDE/CCEE a receber durante o ano pelas nossas distribuidoras no Brasil.

O investimento operacional de expansão totalizou €260M no 1T15, 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 EDPR.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €172M no 1T15, reflectindo essencialmente a conclusão da venda à Redexis dos nossos activos de distribuição de gás em Múrcia.

Em Assembleia Geral realizada no passado dia 21 de Abril de 2015, foi aprovado um dividendo bruto por acção de €0,185 (estável em relação ao ano anterior), correspondente a um total de €676M, a pagar no próximo dia 14 de Maio de 2015.

O impacto negativo de €436M na dívida líquida relativo a variações cambiais reflecte essencialmente a apreciação do Dólar americano (+13%) face ao Euro entre Dez-14 e Mar-15. Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €263M vs. Dez-14 para €16,8MM a Mar-15.

Em perspectiva, no âmbito da estratégia de rotação de activos da EDPR, foram recebidos USD348M em Abr-15 relativos à venda à Fiera Axiom de 49% de um portfolio de 1.1GW de activos eólicos localizados nos EUA, em conformidade com os termos acordados em Ago-14. Adicionalmente, o grupo EDP acordou outras transacções com conclusão esperada para 2015: i) no âmbito da parceria estratégica com a CTG, a venda de 49% dos nossos parques eólicos no Brasil (R\$365M, incluindo R\$101m de contribuições de capital futuras estimadas) e a execução do Memorandum de Entendimento relativo à venda de 49% da participação de 40% detida pela EDPR nos activos da ENEOP; e ii) a aquisição dos 50% detidos pela Eneva na central a carvão de Pecém I (R\$300M "equity payment"), que irá resultar na consolidação integral de Pecém I a partir da data de conclusão da operação.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Mar. vs. Dez.		
	Mar-15	Dez-14	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	21.202	20.523	679
Activos intangíveis	5.723	5.813	-90
Goodwill	3.403	3.321	82
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.218	1.272	-55
Impostos, correntes e diferidos	516	590	-74
Inventários	233	266	-33
Clientes, líquido	2.140	2.120	21
Outros activos, líquido	5.761	5.923	-163
Depósitos colaterais	277	429	-152
Caixa e equivalentes de caixa	2.236	2.614	-378
Total do Activo	42.710	42.873	-163
Capital Próprio (€ M)	Mar-15		
	Mar-15	Dez-14	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.995	8.681	313
Interesses não controláveis	3.247	3.288	-41
Total do Capital Próprio	12.241	11.969	272
Passivo (€ M)	Mar-15		
	Mar-15	Dez-14	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.509	20.298	-789
Médio e longo prazo	16.162	16.401	-239
Curto prazo	3.347	3.897	-550
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.828	1.880	-52
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.184	1.067	118
Provisões	475	486	-11
Impostos, correntes e diferidos	1.406	1.221	185
Proveitos diferidos de invest. institucionais	806	735	71
Outros passivos, líquido	5.260	5.217	42
Total do Passivo	30.469	30.904	-435
Total do Capital Próprio e Passivo	42.710	42.873	-163
Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Mar-15		
	Mar-15	Dez-14	Δ Abs.
Pensões (2)	889	930	-42
Actos médicos e outros	940	950	-10
Benefícios aos Empregados	1.828	1.880	-52
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-15		
	Mar-15	Dez-14	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	1.915	2.203	-288
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	159	112	46
Espanha	44	2	42
Brasil	161	187	-26
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.278	2.504	-226

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €0,6MM vs. Dez-14, para €26,9MM a Mar-15, reflectindo essencialmente: i) +€0,4MM de investimento operacional; ii) -€0,3MM de amortizações; iii) +€0,6MM devidos à variação de +13% do USD face ao EUR entre Dez-14 e Mar-15. A Mar-15, existiam €3,6MM de imobilizado em curso (14% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** caíram €0,1MM vs. Dez-14, para €1,2MM a Mar-15, reflectindo: a conclusão, em Jan-15, da venda dos activos de gás em Espanha e a valorização a preço de mercado de algumas das nossas participações financeiras. De notar que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%), Pecém I (50%), EDP Ásia (50%), empresa detentora de 21% na CEM, ENEOP (40%), REN (3,5%) e BCP (2,0%).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, diminuíram €0,3MM vs. Dez-14, reflexo de uma redução do montante de imposto sobre o valor acrescentado (IVA) a receber bem como pela esperada contribuição extraordinária cobrada ao sector energético em Portugal. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €0,1MM vs. Dez-14 para €7,9MM a Mar-15, traduzindo sobretudo uma redução do valor bruto de recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal, reflexo da operação de securitização realizada no 1T15, cujo impacto foi parcialmente compensado pelos montantes gerados no período.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €0,2MM vs. Dez-14, para €2,3MM a Mar-15, reflexo: i) de uma redução de €242M do montante originado em Portugal; ii) de um aumento de €42M do montante proveniente de Espanha; e iii) de uma diminuição de €26M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram €0,3MM para €9,0MM a Mar-15, reflectindo essencialmente os €297M de resultado líquido gerado no período.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €52M vs. Dez-14 para €1,828M a Mar-15, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos no 1T15. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, aumentou €118M vs. Dez-14, para €1,184M a Mar-15, reflectindo a apreciação do USD e o pagamento de benefícios fiscais a parceiros institucionais. De notar que o referido montante está ajustado de proveitos diferidos, relacionados com os benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais e ainda por reconhecer na Demonstração de Resultados.

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

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Mar-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.769	17.676	-5%	-907
EDP Produção & Outros	124	178	-30%	-54
EDP Renováveis	937	928	1%	9
EDP Brasil	1.116	988	13%	128

Dívida Financeira Nominal

	Mar-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
Juros da dívida a liquidar	310	371	-17%	-62
"Fair Value"(cobertura dívida)	253	157	61%	96
Derivados associados com dívida (2)	(204)	(202)	-1%	-2
Depósitos colaterais associados com dívida	(277)	(429)	35%	152

Dívida Financeira

	Mar-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
Caixa e Equivalentes	2.236	2.614	-14%	-378
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.199	1.989	-40%	-790
EDP Renováveis	533	369	45%	164
EDP Brasil	505	257	97%	248
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	13	11	24%	3

Dívida líquida do Grupo EDP

	Mar-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida do Grupo EDP	16.779	17.042	-2%	-263

Linhas de Crédito em Mar-15 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linha Crédito "Revolving"	100	1	100	Dez-16
Linhas Crédito Domésticas	200	9	200	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
Total Credit Lines	3.550		3.550	

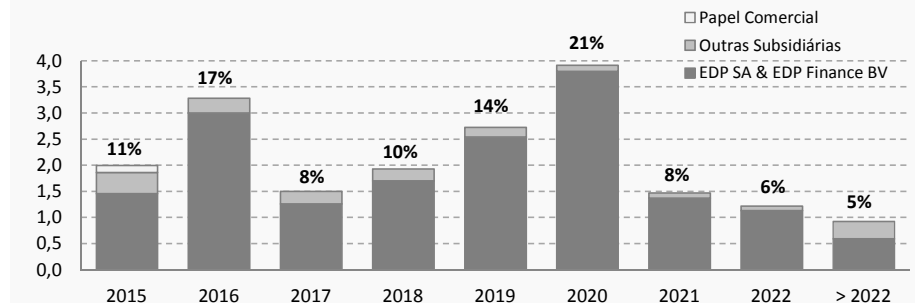
Ratings da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Positive/B	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	30-01-2015	13-02-2015	19-01-2015

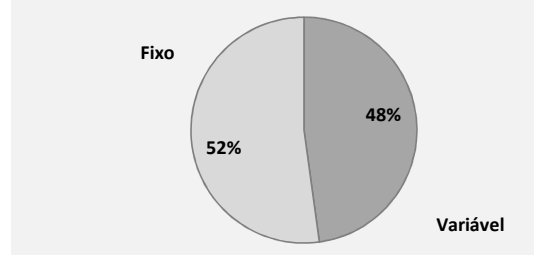
Rácios de Dívida

	Mar-15	Dez-14
Dívida Líquida / EBITDA (3)	4,1x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado (3)	3,6x	4,0x

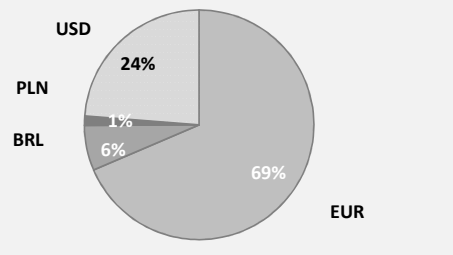
Maturidade da Dívida a Mar-15 (€ M) (1)



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



Dívida por Tipo de moeda - Mar-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 jan-15, a Fitch manteve o rating da EDP em "BBB-", mantendo também o outlook em 'estável', e a S&P afirmou o rating da EDP em "BB+" enquanto reviu o outlook de 'estável' para 'positivo', reflectindo a expectativa de que o perfil de risco financeiro da EDP irá melhorar significativamente nos próximos 2 anos. Mais recentemente, em Fev-15, a Moody's subiu a notação de rating da EDP para "Baa3" ('investment grade') com Outlook 'estável'. Esta melhoria do rating da EDP baseou-se no progresso na execução da estratégia de desalavancagem financeira do grupo no contexto de uma melhoria lenta da economia Portuguesa.

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Jan-15, a EDP pagou antecipadamente os remanescentes USD250m de um empréstimo no total de USD1MM com o Bank of China com vencimento em Out-15 e dos quais USD750M já tinham sido reembolsados antecipadamente em Jul-14. 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). 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%.

A Mar-15, a **maturidade média da dívida** era de 4,4 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais alcançou os 70%, enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento até ao final de 2015 ascendem a €1,5MM, incluindo: i) €0,75MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 2T15; e ii) €0,7MM relativos a outros empréstimos bancários que vencem ao longo do ano. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,8MM a Mar-15. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2016.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T15	1T14	Δ%	1T15	1T14	Δ%	1T15	1T14	Δ%
Hidroeléctrica	3,4	6,4	-47%	9,1	14,3	-36%	12,5	20,7	-40%
Nuclear	-	-	-	15,8	15,2	4%	15,8	15,2	4%
Carvão	3,1	1,5	106%	11,1	4,3	155%	14,2	5,9	142%
CCGT	0,5	0,1	287%	5,7	4,3	34%	6,2	4,4	41%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Auto-consumo	-	-	-	(1,7)	(1,3)	33%	(1,7)	(1,3)	33%
(-) Bombagem	(0,4)	(0,3)	51%	(1,6)	(2,0)	-23%	(2,0)	(2,3)	-14%
Regime Convencional	6,6	7,8	-15%	38,5	34,8	11%	45,1	42,6	6%
Eólica	3,7	4,2	-12%	15,8	17,5	-9%	19,6	21,7	-10%
Outras	2,5	2,8	-11%	12,0	12,0	0%	14,5	14,8	-2%
Regime Especial	6,2	7,0	-12%	27,9	29,5	-6%	34,1	36,5	-7%
Importação/(exportação)	0,3	(1,9)	-	(1,6)	(1,0)	61%	(1,3)	(2,9)	-56%
Consumo Referido à Emissão	13,1	12,9	1,5%	64,8	63,3	2,3%	77,9	76,3	2,2%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,0%			1,5%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T15	1T14	Δ%	1T15	1T14	Δ%	1T15	1T14	Δ%
Procura convencional	11,0	10,9	1%	79,9	77,3	3%	90,8	88,2	3%
Procura para produção electricidade	1,1	0,3	215%	13,6	10,4	31%	14,7	10,7	37%
Procura Total	12,0	11,2	7%	93,5	87,7	7%	105,5	98,9	7%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 2,2% no 1T15, materializando alguma recuperação após decréscimos anteriores. Em Espanha (83% do total), o consumo referido à emissão subiu 2,3% no 1T15, ou 1,5% quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (17% do total), a procura foi 1,5% superior ao 1T14 (manteve-se inalterada quando ajustada de temperatura e dias úteis), revelando alguma recuperação vs. o 1T14 no qual as temperaturas registadas foram amenas.

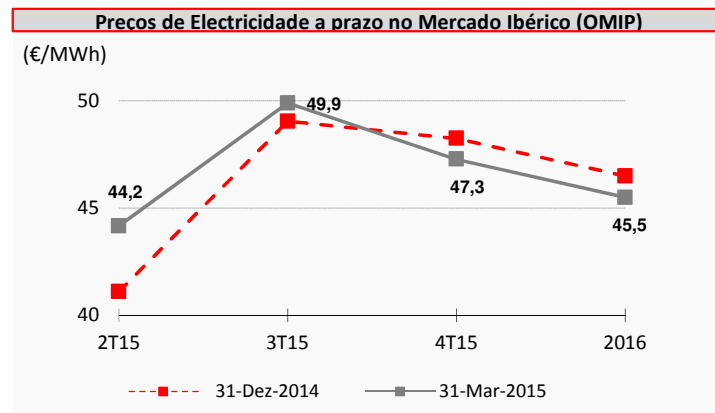
A capacidade instalada na P. Ibérica ficou praticamente inalterada (+0,6GW). Em Portugal, a capacidade instalada ficou estável, na medida em que a adição de nova capacidade eólica foi compensada pelo encerramento de centrais de cogeração. O escalão de jusante da central hídrica do Baixo Sabor entrou em produção no 1T15 (+30MW). Em Espanha, o aumento ligeiro da capacidade instalada foi suportada pelo crescimento da capacidade em regime especial.

A procura residual térmica no 1T15 cresceu 99% face ao 1T14 (+10,1TWh), suportada sobretudo na produção a carvão (+142% vs. 1T14). O crescimento da procura residual térmica ocorreu sobretudo devido ao decréscimo nos volumes hídricos e eólicos (-10,1TWh no 1T15 vs. 1T14). De facto, os recursos hídricos foram 26% e 10% abaixo da média, em Espanha e Portugal, respectivamente. A geração eólica foi também muito forte no 1T14, tendo diminuído no 1T15, embora se tenha mantido 14% acima da média em Portugal. A geração nuclear cresceu 4% e as exportações líquidas caíram 56%. De modo geral, o cenário de maior procura e menores recursos hídricos e eólicos foi colmatado com maior geração térmica. Neste sentido, os factores de utilização nas centrais a carvão aumentaram para 56% (+33p.p. vs 1T14), enquanto nas CCGT subiram ligeiramente para 10% (+3p.p. vs. 1T14).

O preço médio à vista em Espanha subiu 76% no 1T15 face ao 1T14, para €45,9/MWh (+9% no 1T15 vs. 4T14), ficando €0,1/MWh abaixo do preço português. O preço médio de CO2 subiu 19% no 1T15, para €7/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €15,3/MWh acima do preço à vista (48% acima do 1T14), reflexo da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo aumentou 7% no 1T15, suportado pelo crescimento da procura convencional que subiu 3%, fruto de temperaturas de inverno mais duras no 1T15 vs. 1T14. O consumo para produção de electricidade cresceu 37% face ao 1T14, reflectindo um aumento de 31% em Espanha e de 215% em Portugal, decorrente da maior utilização de CCGTs.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T15	1T14	Δ%
Hídrica	22,2	22,1	0%
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	70,4	70,4	0%
Eólica	27,8	27,5	1%
PRE's (outras)	20,0	19,7	1%
Regime Especial	47,8	47,2	1%
Total	118,2	117,6	0%



Factores Chave	1T15	1T14	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,74	1,57	-53%
Espanha	0,90	1,40	-36%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,14	1,40	-19%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	46,0	24,7	86%
Espanha	45,9	26,1	76%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	61,2	41,3	48%
Direitos de emissão de CO2, €/ton (1)	7,0	5,9	19%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	60,6	78,5	-23%
Gás NBP, €/MWh (1)	22,0	24,8	-12%
Brent, USD/Barril (1)	54,0	108,2	-50%
EUR/USD (1)	1,13	1,37	-18%

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



DR Operacional (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	253	216	17%	+37
Receitas no mercado (i)	227	172	31%	+54
Desvio anual (ii)	64	77	-17%	-13
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(38)	(34)	-13%	-4
Custos Directos: CAE/CMEC	83	39	114%	+44
Carvão	52	33	57%	+19
Fuel	1	1	-65%	-1
CO2 e outros custos (líquidos)	30	4	639%	+26
Margem Bruta CAE/CMEC	170	177	-4%	-7
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	3	4	-31%	-1
Mini-hídricas	13	27	-52%	-14
Margem Bruta Regime Especial	15	30	-49%	-15
Custos Operacionais Líquidos (1)	33	32	2%	+1
EBITDA	153	176	-13%	-22
Amortizações & provisões líquidas	39	44	-11%	-5
EBIT	114	132	-13%	-18
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	(0)	1	-	-1
Empregados (#)	1.153	1.198	-4%	-45

CAE/CMEC: Dados-chave	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,04	1,05	-1%	-0,0
Carvão	1,07	1,04	3%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	4.470	4.470	-	-
Hídrica	3.290	3.290	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	4.151	5.002	-17%	-851
Hydro	1.903	3.739	-49%	-1.836
Coal	2.248	1.263	78%	+985

Regime Especial: Dados-chave	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	222	414	-46%	-191
Mini-hídricas Portugal	138	278	-50%	-140
Térmica em Portugal	52	69	-25%	-17
Térmica em Espanha	33	67	-51%	-34
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	94	96	-2%	-2
Térmica em Portugal (3)	22	21	3%	+1
Térmica em Espanha	43	51	-16%	-8

Investimento Operacional (€M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	3	2	36%	+1
Regime Especial	0	0	-6%	-0
Total	4	3	31%	+1

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 13% para €153M no 1T15, impactado pelos menores volumes de geração mini-hídrica e pela diminuição da margem bruta PPA/CMEC em virtude da natural depreciação da base de activos.

A margem bruta de CAE/CMEC desceu €7M no 1T15, para €170, como resultado da depreciação da base de activos e num contexto de baixa inflação.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €64M no 1T15 (dos quais €4M referentes a 2014), sobretudo devido a volumes de geração hídrica abaixo da referência CMEC. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €56M, uma vez que a produção mais baixa (40% abaixo da referência do CMEC) foi compensada por um preço médio realizado 2% abaixo da referência do CMEC. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou €4M abaixo da referência CMEC, fruto de uma produção 8% acima da referência CMEC, efeito mitigado pela margem média unitária 13% inferior à referência do CMEC.

A margem bruta no regime especial baixou €15M, para €15M no 1T15, em função da diminuição da geração nas centrais mini-hídricas (-50%), fruto de menores recursos hídricos face ao 1T14. A geração térmica diminui, sobretudo pela venda de capacidade ociosa em Espanha.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ subiram 2%, para €33M no 1T15, reflexo de ajustamentos nos custos operacionais anuais.

As amortizações líquidas e provisões decresceram 11% para €39M no 1T15, 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 no 1T14.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. foi €1M superior no 1T15, cifrando-se nos €4M, largamente explicado por trabalhos pluri-anuais de manutenção.

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 nos 2014 e €12M de ganhos nos 2013;

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

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	233	291	-20%	-57
Produção de electricidade	165	224	-26%	-58
Portugal	85	113	-25%	-28
Espanha	82	112	-27%	-30
Ajustamentos	(2)	(2)	-16%	+0
Comercialização de electricidade	47	40	18%	+7
Comercialização de gás	21	33	-36%	-12
Ajustamentos	(0)	(6)	-95%	+5
Custos Operacionais Líquidos (1)	126	98	28%	+27
EBITDA	107	192	-44%	-85
Provisões	(1)	1	-	-3
Amortizações e imparidades	50	49	1%	+1
EBIT	59	142	-58%	-83

Performance Electricidade	1T15	1T14	Δ%	1T15	1T14	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		

Produção Electricidade	4.698	4.157	13%	27,3	13,8	98%
Compras de Electricidade	8.950	9.099	-2%	55,8	34,3	63%

Fontes de Electricidade	13.647	13.256	3%	47,1	28,4	66%
--------------------------------	---------------	---------------	-----------	-------------	-------------	------------

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
--	------------------------	--	--	-------------------------	--	--

Perdas na Rede	360	280	29%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	8.655	8.831	-2%	63,7	56,9	12%
Mercado Grossista	4.632	4.145	12%	58,7	47,9	22%

Destinos de Electricidade	13.647	13.256	3%	60,3	52,9	14%
----------------------------------	---------------	---------------	-----------	-------------	-------------	------------

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	13,3	24,5	-46%	-11,2
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(0,5)	(7,0)	93%	+6,5
Margem Unitária (€/MWh)	12,8	17,5	-27%	-4,7
Volume Total (TWh)	13,6	13,3	3%	+0,4
Fontes & Destinos Electricidade	175	232	-25%	-57
Outros (5)	38	31	20%	+6
Total	212	263	-19%	-51

Destinos de Gás (TWh)	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	1,3	1,2	6%	+0,1
Vendido no mercado grossista de gás	3,4	4,8	-28%	-1,3
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	4,7	5,5	-14%	-0,7
Total	9,4	11,4	-18%	-2,0

O EBITDA das actividades liberalizadas caiu €85M no 1T15, em termos homólogos, para €107M, em função de: (i) menor contributo da produção hídrica (peso de 41% no mix de geração no 1T15 vs. 68% no 1T14); (ii) menores resultados no mercado grossista decorrentes de menos oportunidades de gestão da volatilidade nos mercados energéticos, e (iii) margem bruta de -€12M face ao 1T14, resultante de menores oportunidades grossistas de comercialização de gás. Maior geração térmica e maior margem bruta no negócio de comercialização de electricidade mitigaram parcialmente os efeitos anteriores.

A produção hídrica decresceu 33% em termos comparativos, alavancada por um 1T15 em que os recursos hídricos foram 26% abaixo da média (vs. 57% acima da média no 1T14). A menor contribuição hídrica justificou um acréscimo de 98% no custo de produção. Os pagamentos por garantia de potência regressaram em Portugal (+€6M vs. 1T14, dos quais €3M referentes a 2014), enquanto em Espanha, onde em termos unitários são superiores a Portugal, se mantiveram estáveis. Ao nível dos custos operacionais líquidos, maior geração em Espanha fez crescer os impostos à geração (+€15M vs. 1T14).

A margem bruta no negócio de electricidade caiu 19% para €212M no 1T15, suportado por um decréscimo da margem média unitária, de €24,5/MWh no 1T14 para €13,3/MWh no 1T15. Piores condições de mercado no 1T15 vs. 1T14, com impacto nos ganhos com mercados grossistas e em gestão de energia eléctrica, limitaram o crescimento da margem bruta.

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média alcançada diminuiu €11,2/MWh no 1T15, para €13,3/MWh, sobretudo alavancada por um mix mais oneroso nas origens da electricidade vendida. O custo médio da electricidade vendida subiu 66%, em termos homólogos, fruto do efeito combinado de um custo médio de produção mais alto e de um custo médio de electricidade comprada mais alto, consequência de preços pool mais altos face ao 1T14. O preço médio da electricidade vendida subiu 14% no 1T15, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais cresceu 12%, em função de mais altos custos de electricidade; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista subiu 22% (reflectindo preços pool superiores, parcialmente mitigados por menores receitas obtidas em mercados complementares). De notar que o Despacho 4694/2014, visando reduzir potenciais distorções no mercado de serviços de sistema em Portugal, se focou nas receitas do mercado de energia de tele-regulação, ditando que o preço da banda oferecida seja no máximo igual ao preço em Espanha.

Volumes: O volume vendido cresceu 3% para 13.6TWh no 1T15, reflexo do acréscimo de electricidade vendida no mercado grossista (+12%). A nossa produção satisfaz 54% do total das vendas a clientes finais.

O nosso abastecimento de gás no 1T15 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). Neste contexto, e face à queda das oportunidades no mercado grossista, o nosso fornecimento de gás caiu 18% para 9TWh (0,8bcm) no 1T15, uma vez que as vendas em mercados grossistas caíram 28% comparativamente ao 1T14, enquanto que as vendas a clientes finais decresceram 14%. O aumento de 6% no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado mitigou parcialmente estes efeitos.

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 vendas de gás entre os mercados grossistas e retalhistas, tendo já assegurado margens para 90% do gás comprometido em 2015. De igual forma a EDP fechou posição para 60% da produção a carvão esperada em 2015. A EDP fechou também vendas de electricidade a clientes de 26TWh para 2015, com um preço médio próximo de €55/MWh.

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

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

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	165	224	-26%	-58
Portugal	85	113	-25%	-28
Espanha	82	112	-27%	-30
Ajustamentos	(2)	(2)	-16%	+0
Fornecimentos e serviços externos	15	19	-19%	-3
Custos com pessoal	13	11	19,8%	+2
Custos com benefícios sociais	0	0	197%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	46	23	101%	+23
Custos Operacionais Líquidos (1)	74	52	41%	+22
EBITDA	91	171	-47%	-80
Provisões	(2)	1	-	-3
Amortizações e imparidades	48	47	1%	+1
EBIT	45	123	-63%	-77
Empregados (#)	593	629	-6%	-37

Dados-chave	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	4.709	4.186	12%	+523
CCGT	411	158	160%	+253
Carvão	2.058	862	139%	+1.196
Hidroeléctrica	1.910	2.834	-33%	-925
Nuclear	331	332	-0%	-1
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	27,3	13,8	98%	+13,5
CCGT	99,9	150,3	-34%	-50,4
Carvão	37,2	35,9	4%	+1,3
Hidroeléctrica	4,8	0,4	1170%	+4,5
Nuclear	4,4	4,5	-3%	-0,2
Factores de Utilização (%)				
CCGT	5%	2%	-	3p.p.
Carvão	65%	27%	-	38p.p.
Hidroeléctrica	36%	54%	-	-18p.p.
Nuclear	99%	99%	-	0p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	2,8	1,3	107%	+1,4

Investimento Operacional (€ M)	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Expansão	87	119	-27%	-32
Manutenção	4	3	15%	+0
Total	91	122	-26%	-31

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 volumes de bombagem) subiu 12% no 1T15, sobretudo devido ao forte aumento na produção térmica como consequência de menores recursos hídricos. A descida na produção hídrica foi mais que compensada por menor produção nas centrais a carvão (+1,2TWh) e CCGT (+0,3TWh). O **custo médio de produção** subiu 98%, homologamente, para €27,3/MWh no 1T15, suportado pela redução do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata (41% do total da geração no 1T15 vs. 68% no 1T14).

Carvão: A **produção** subiu 1,2TWh no 1T15 face ao 1T14, em função da maior procura térmica. O **factor médio de utilização** alcançou os 65% no 1T15. A produção com incentivos a partir de carvão doméstico em Espanha terminou em 2014. O **custo médio da produção** cresceu 4%, para €37,2/MWh.

CCGTs: A **produção** cresceu 160% no 1T15, devido à maior procura térmica, implicando uma subida de 3p.p. no factor médio de utilização, para 5% no 1T15. O **custo médio de produção** atingiu €100/MWh no 1T15, suportado pela baixa diluição dos custos fixos de gás, já que as centrais mantiveram baixos factores de utilização.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica decresceu 33% no 1T15, devido aos baixos recursos hídricos. O **custo médio de produção hídrica** subiu de €0,4/MWh no 1T14 para €4,8/MWh no 1T15, reflectindo um uso mais intensivo da actividade de bombagem, resultado de menores níveis de reservas hídricas. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio correspondente a um desconto de c33% face o preço à vista (vs. 42% no 1T14). A nossa participação de 15,5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 99% no 1T15 (estável em termos homólogos).

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram 41%, para €74M no 1T15, suportados pelo aumento nos impostos à geração em Espanha (+€15 vs. 1T14), dada a maior geração em Espanha, e pela recuperação da eco-taxa nuclear no 1T14 (+€6M). As **amortizações e imparidades** aumentaram €1M para €48M.

O **investimento operacional** ascendeu a €91M no 1T15, canalizado sobretudo para a construção e desenvolvimento de novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 5 projectos hídricos (1.449MW): Ribeiradio com arranque previsto para o 2T15; Baixo Sabor, Venda Nova III e Salamonde II no 2S15 e Foz-Tua no 2S16. O escalão a jusante do projecto do Baixo Sabor entrou em produção no 1T15 (+30MW).

(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			
	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	37	46	-19%	-9
Fornecimentos e serviços externos	14	15	-2%	-0
Custos com pessoal	3	3	2%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-9%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	9	8	17%	+1
Custos Operacionais Líquidos (1)	27	25	5%	+1
EBITDA	10	21	-49%	-10
Provisões	0	(0)	-	+0
Amortizações e imparidades	1	1	-11%	-0
EBIT	10	20	-52%	-10

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 €9M vs. 1T14, para €37M no 1T15, suportada por uma diminuição de €12M na margem bruta na actividade grossista de gás, efeito mitigado parcialmente por recuperações relativas a anos anteriores. No 1T15, **os custos operacionais líquidos** subiram €1M, fruto de maiores custos com um maior número de clientes.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	31	27	16%	+4
Fornecimentos e serviços externos	18	14	29%	+4
Custos com pessoal	3	3	0%	+0
Custos com benefícios sociais	-	-	-	-
Outros custos operacionais (líq.)	5	4	10%	+0
Custos Operacionais Líquidos (1)	25	21	21%	+4
EBITDA	6	6	-4%	-0
Provisões	-	-	-	-
Amortizações e imparidades	1	1	12%	+0
EBIT	5	5	-6%	-0

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre decresceu 22% vs. 1T14, para 3,4TWh no 1T15, acompanhado pela subida de 10% no número de clientes fornecidos, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos. A quota de mercado caiu para os 7% no 1T15.

O **volume de gás** vendido caiu 26% para 6,8TWh no 1T15, como resultado do menores oportunidades de trading grossista, e em linha com a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos. A quota de mercado, reflectindo apenas volumes retalhistas, recuou 1p.p. para 4% no 1T15.

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, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) não pode contratar novos clientes (com excepção dos abrangidos pela tarifa social, ou que vivam em áreas em que os comercializadores não operem). Os consumidores ainda abrangidos pela tarifa regulada mudarão gradualmente para o mercado livre. Durante o período transitório, o regulador poderá aplicar agravamentos trimestrais à tarifa transitória por forma a promover a passagem para o mercado livre. Neste contexto, o ritmo de passagem de clientes para o mercado livre foi muito forte em 2014 e no 1T15: a Mar-15 o número de clientes no mercado livre tinha subido para 3,9 milhões, correspondendo a 86% do consumo total.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Portugal** subiu €4M, vs. 1T14 para €31M no 1T15, suportada por maiores volumes nas actividades de comercialização. Os **custos operacionais líquidos** subiram €4M no 1T15, para €25M, suportado por FSEs mais altos, designadamente com serviços ao cliente ('call center', facturação, etc), no seguimento do processo de liberalização e do aumento da base de clientes.

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 20% no 1T15, para 4,6TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+46%). A quota de mercado no mercado livre subiu 1p.p. no 1T15, vs. 1T14, para 47%, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PMEs, mais atractivos.

O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal subiu 25% para 1,3TWh no 1T15, devido ao crescimento do segmento residencial livre, no seguimento do processo de liberalização. O forte ritmo de liberalização na comercialização de gás, conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes residenciais, conduziu a uma subida no número de clientes para 430 mil em Mar-15, correspondendo a um aumento de 161 mil clientes face a Mar-14.

Dados-chave	1T15	1T14	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	3.431	4.397	-22%	-965
Quota de Mercado (%)	7%	10%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	730	664	10%	+66
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	149	161	-8%	-12
Clientes (mil)	245	252	-3%	-7
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	6.828	9.173	-26%	-2.345
Quota Mercado (%) (2)	4%	5%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	830	808	3%	+23
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.644	3.854	20%	+790
Quota de Mercado (%)	47%	46%	-	1p.p.
Clientes (mil)	3.303	2.256	46%	+1.047
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	1.337	1.073	25%	264
Quota Mercado (%) (2)	10%	11%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	430	269	60%	+161
Investimento Operacional (€ M)	2	3	-16%	-0
Empregados (#)	326	327	0%	-1

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

(2) Quota de mercado no mercado retalhista (exclui vendas grossistas). Para Portugal, quota de mercado publicada pela ERSE para Dez-14 e Mar-14.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.

Margem Bruta	375	345	9%	+30
Forn. e serviços externos	65	59	10%	+6
Custos com Pessoal	17	18	-2%	-0
Outros custos operac. (líq.)	(26)	(21)	24%	-5
Custos Operacionais Líq. (1)	56	56	1%	+1
EBITDA	319	289	10%	+30
Provisões	-	-	-	-
Amortizações e imparidades	124	110	12%	+13
EBIT	195	179	9%	+16
Resultados financeiros	(72)	(62)	16%	-10
Resultados em associadas	9	12	-27%	-3
Resultados Antes de Impostos	132	128	3%	+3

Opex Performance	1Q15	1Q14	Δ %	Δ Abs.
------------------	------	------	-----	--------

Opex/MW Médio (€mil) (2)	13,6	13,6	0%	-0
Empregados (#)	938	898	4%	+40

Dados Gerais	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
--------------	------	------	-----	--------

Capacid. Instalada (MW)	8.149	7.762	5%	+387
Europa	4.231	4.173	1%	+58
América do Norte	3.835	3.506	9%	+329
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	5.786	6.112	-5%	-326
Factor méd. utilização (%)	34%	38%	-	-4 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	65	57	15%	+9
EBITDA (€ M)	319	289	10%	+30
Europa(3)	188	185	1%	+2
América do Norte	132	103	29%	+29
Brasil	3	3	-14%	-
Outros & Ajustam.	(4)	(2)	71%	-2
EBIT (€ M)	195	179	9%	+16
Europa	131	126	4%	+5
América do Norte	67	54	25%	+13
Brasil	1	2	-26%	-
Outros & Ajustam.	(4)	(3)	55%	-2
Investim. Operac. (€ M)	163	44	271%	+119
Europa(3)	20	14	41%	+6
América do Norte	116	28	318%	+88
Brasil	27	2	n.m.	+25
Outros & Ajustam.	-	0	-	-

Dados da Acção	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
----------------	------	------	-----	--------

Cotação no fim do período (€/acção)	5,40	3,86	40%	2
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
------------------------------------	------	------	-----	--------

Empréstimos bancários e outros (Liq.)	334	557	-40%	-224
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	3.188	2.763	15%	+425
Dívida Líquida	3.522	3.231	9%	+291
Interesses não controláveis	557	429	30%	+128
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (4)	1.184	810	46%	+374
Valor Contabilístico	5.897	5.737	3%	+160
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,08	1,38	28%	-0,30

Resultados Financeiros (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
------------------------------	------	------	-----	--------

Juros financeiros líquidos	(53)	(48)	-9%	-4
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(20)	(15)	-31%	-5
Custos capitalizados	7	7	2%	+0
Diferenças Cambiais e Derivados	2	(3)	-	+5
Outros	(8)	(3)	n.m.	-6
Resultados Financeiros	(72)	(62)	-16%	-10

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Mar-15, a EDPR opera 9GW, 886MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com PPA contratado ou tarifa garantida (90% da capacidade instalada), sendo geograficamente diversificada: 41% na América do Norte, 24% em Espanha, 15% em Portugal e o resto em França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil.

O EBITDA da EDPR cresceu 10% (+€30M) face ao 1T14, para €319M no 1T15, impulsionado pelas operações na América do Norte (+€29M vs. 1T14), resultante da apreciação em 22% do USD face ao Euro e da subida do preço médio obtido em mercado nos EUA. O EBITDA na Europa ficou estável, reflexo da subida do EBITDA em Espanha (+€8M vs. 1T14, suportado pela recuperação do preço médio realizado em mercado), que foi compensada pela descida do EBITDA em Portugal (-€8M vs. 1T14, penalizado por recursos eólicos excepcionais no 1T14 e pela baixa inflação). O impacto cambial ascendeu a +€23M, resultante da apreciação do USD face ao EUR.

A produção caiu 5% face ao 1T14, para 5,8TWh no 1T15, na medida em que o factor médio de utilização mais baixo (34% no 1T15 vs. 38% no 1T14), decorrente de recursos eólicos excepcionais no 1T14, mais que compensaram o acréscimo de capacidade média em operação no 1T15 (+6%). O preço médio de venda no 1T15 subiu 15% face ao 1T14, para €65/MWh impulsionado por um USD mais forte, um preço de mercado mais alto nos EUA e um acréscimo do preço realizado em mercado, em Espanha.

Os custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal) subiram 8% (+€6M) face ao 1T14, reflectindo um impacto cambial (+€7M), a expansão do portfólio e um rigoroso controlo de custos.

Os outros custos operacionais (líquidos) incluem o imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€7M no 1T15, +34% face ao 1T14).

O EBIT cresceu 9%, para €195M no 1T15. As amortizações e imparidades traduzem o impacto cambial (+€11M face ao 1T14) e, em menor escala, a expansão do portfólio.

O investimento operacional totalizou €163M no 1T15: 71% do total foi alocado à América do Norte – o principal motor de crescimento em 2015E-17E; 12% à Europa e 16% ao Brasil.

A dívida líquida da EDPR a Mar-15 ascendeu a €3,5MM (vs €3,3MM em Dez-14), impulsionada pela apreciação do USD em 13% face ao EUR nos 3M15 (42% da dívida expressa em USD), traduzindo-se num acréscimo da dívida em +€179M. Adicionalmente, a evolução da Dívida Líquida reflecte o investimento no período e o encaixe de parcerias institucionais (€38M no 1T15). Os passivos relativos a parcerias institucionais ascenderam a €1.184M a Mar-15, reflexo da apreciação cambial ocorrida e do pagamento aos parceiros institucionais dos benefícios fiscais gerados pelos projectos. Os interesses não controláveis, no valor de €557M, reflectem as participações minoritárias em activos na América do Norte (c45% do total), na Europa (c50%) e Brasil (c5%).

Os custos financeiros líquidos subiram 16%, para €72M no 1T15. Os juros líquidos suportados subiram 9% no período, reflexo da apreciação do USD face ao Euro e de uma acréscimo de €92M na dívida líquida média no período. Os Resultados em associadas caíram €3M, para €9M no 1T15, reflexo de condições eólicas de excelência em Portugal e nos EUA, durante o 1T14. A contribuição da ENEOP ascendeu a €7M (vs. €10M no 1T14).

(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 ao nível de EDPR Europa e ajustamentos; (4) Líquido de proveitos diferidos

EDP Renováveis: América do Norte & Brazil



América do Norte	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Euro/USD - Taxa média do período	1,13	1,37	22%	-0,2
Capacidade instalada (MW)	3.835	3.506	9%	+329
CAE/Coberturas/Tarifa	3.284	2.918	13%	+366
Mercado	551	587	-6%	-37
Factor médio de utilização (%)	34%	39%	-	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.808	2.930	-4%	-122
CAE/Coberturas/Tarifa	2.357	2.445	-4%	-89
Mercado	451	485	-7%	-34
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,7	48,1	10%	+4,6
CAE/Coberturas/Tarifa	53,5	52,0	3%	+1,5
Mercado	48,3	28,3	71%	+20
Margem Bruta Ajustada (USD M)	193	188	3%	+6
Margem Bruta (USD M)	145	138	5%	+7
Receitas PTC & Outras (USD M)	48	49	-2%	-1
EBITDA (USD M)	149	141	6%	+8
EBIT (USD M)	76	74	3%	+2
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	131	38	244%	+93
Inv. Operacional Bruto	131	38	244%	+93
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	399	230	73%	+169

Brazil	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,22	3,24	1%	-0,02
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	25%	27%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	46	49	-7%	-3
Preço médio de venda (R\$/MWh)	370	341	8%	+28
Margem Bruta (R\$ M)	16	16	0%	+0
EBITDA (R\$ M)	9	10	-15%	-2
EBIT (R\$ M)	4	6	-26%	-2
Investimento operacional (R\$ M)	86	6	n.m.	+80
Capacidade em construção (MW)	120	-	-	+120

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendia a 3.835MW em Mar-15 (MW EBITDA): maioritariamente remunerada através de regimes contratados a longo prazo (86% do total) ou nos EUA (3.805MW nos EUA, 30MW no Canadá). Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital em outros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW. As instalações de nova capacidade nos últimos 12 meses (+329MW) concentraram-se nos EUA e no 4T14.

O **EBITDA cresceu 6% (+USD8M) face ao 1T14, para USD149M no 1T15**, suportado por uma subida de 10% no preço médio de venda e por uma produção 4% mais baixa face ao 1T14. O preço médio de venda mais alto resultou de uma recuperação do preço médio realizado em mercado (+71% face ao 1T14 e +13% face ao 4T14, decorrente da recuperação face ao impacto adverso de condições atmosféricas extremas no 1T14, e aumento de proveitos obtidos na venda de Certificados verdes) e da subida em 3% do preço médio em sede de produção contratada, ambos impulsionados pelos EUA. A queda de produção no 1T15 traduz: (i) um 1T14 excepcionalmente forte em termos de eolicidade, em particular na região Oeste e Central do EUA (factor de utilização 5pp mais baixo, em 34%); e (ii) acréscimo de MW médios em operação (+10% face ao 1T14).

O crescimento da EDPR nos EUA é suportado por projectos com CAE contratados, que reforçam o perfil de baixo risco do grupo. A Mar-15, a EDPR tem 399MW de nova capacidade eólica em construção nos EUA, com comissionamento previsto em 2015 (200MW de Waverly, no Kansas; 99MW em Rising Tree South, na Califórnia; 100MW de Arbuckle, em Oklahoma). Em 2013-14, a EDPR assinou CAEs para 1,3GW, reforçando assim a visibilidade sobre os fluxos de caixa futuros de projectos em operação e ainda por instalar. Os CAE garantidos para capacidade a instalar no futuro incluem: 200MW a instalar em 2015 (CAE a 20 anos para Waverly), 150MW em 2016 (CAE a 15 anos para 100MW e a 20 anos para 50MW); 155MW para 2017 (CAE de CVs a 20 anos).

No 1T15, a EDPR acordou vender à DIF III o interesse minoritário num parque solar FV: espera-se que o encaixe nesta transacção (USD30M) ocorra no 2T15. No 2T15, a EDPR recebeu USD348M da Fiera Axiom, respeitante à venda de um interesse minoritário num portfólio de 1.101MW nos EUA (acordado em Ago-14). A conclusão e encaixe associado a esta transacção ocorreu em Abr-15. Adicionalmente, e em relação às estruturas de financiamento de tax equity assinadas em 2014 (num total de USD332M), a EDPR encaixou USD43M no 1T15, correspondente à venda de uma participação em Rising Tree North (99MW instalados, valor pendente de recebimento, face ao total acordado de USD110M).

No **Brasil**, o **EBITDA da EDPR caiu 15%, para R\$9M no 1T15**, suportado por um factor médio de utilização 2 pp mais baixo (em 25%), decorrente de uma eolicidade mais fraca no 1T15 e de um preço médio de venda 8% mais alto (em R\$370/MWh), por indexação à inflação.

Em Dez- 14, a EDPR acordou vender à CTG (através de CWEI Brasil), 49% de participação em 84MW em operação e 237MW em desenvolvimento: a CWEI Brasil investirá R\$365M (incluindo R\$100.8M de futuras contribuições de capital estimadas; valor sujeito a ajustamento) esperando-se que a operação seja concluída em 2015, após obtenção das necessárias aprovações regulatórias. A EDPR tem actualmente 236MW em desenvolvimento, com CAE contratado a 20 anos: 120MW já em construção, com início de PPA a Jan-16 e com um preço de R\$97/MWh; 117MW a arrancar em Jan-18, com um preço de R\$109/MWh; em ambos os casos, preços actualizados à taxa de inflação no período do CAE). No 1T15, a EDPR assinou um *project finance* com o BNDES, envolvendo um total de R\$306M de financiamento por conta do projecto Baixa de Feijão (120MW em construção).



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



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



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

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	32%	38%	-	-6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.499	1.750	-14%	-251
Prod. c/capac. complement (GWh)	1.392	1.370		
Produção Standard (GWh)	1.137	982		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	255	387		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	107	380		
Preço médio de venda (€/MWh)	70,9	56,3	26%	+15
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	+41	+21	101%	+21
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-	17,4		
Complemento (€/M)	44	42,3		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€/M)	0,7	2,9		
Margem Bruta (€ M) (1)	106	98	8%	+8
EBITDA (€ M) (1)	77	68	12%	+8
EBIT (€ M) (1)	44	35	24%	+8
Capacidade instalada (MW Equity)	174	174	0%	-
Investimento operacional (€ M)	1	2	-53%	-1
Capacidade em construção (MW)	2	2	0%	-

Em Espanha, o EBITDA subiu 12% (+€8M), para €77M no 1T15, suportado por um preço realizado em mercado mais alto (€41/MWh no 1T15 contra €21/MWh no 1T14).

A capacidade instalada em Espanha manteve-se estável em 2.194MW no 1T15 (MW EBITDA), à qual acrescem 174MW, correspondente à posição minoritária da EDPR em outros projectos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

A produção eólica em Espanha recuou 14%, para 1,5TWh no 1T15, reflexo de uma eolicidade excepcionalmente forte no 1T14. O preço médio de venda subiu 26%, para €71/MWh no 1T15, suportado por um preço de mercado que duplicou face ao 1T14 (para €41/MWh) e por um total de €44M referente ao complemento de capacidade. No 1T15, 91% da nossa capacidade instalada recebe um complemento por MW instalado.

Com vista a reduzir a sua exposição a volatilidade de mercado em Espanha, a EDPR cobriu 1,8TWh a €47/MWh para o resto de 2015 e 1,3TWh a €48/MWh e para o ano de 2016.

Portugal	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	624	621	0%	+2
Factor médio de utilização (%)	38%	43%	-	-6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	505	580	-13%	-75
Preço médio de venda (€/MWh)	107,7	109,0	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	55	64	-14%	-9
EBITDA (€ M)	47	56	-15%	-8
EBIT (€ M)	41	49	-17%	-9
Capacidade instalada (MW Equity)	533	464	15%	+69
Investimento Operacional (€ M)	5	2	138%	+3
Capacidade em Construção (MW)	6	-	-	+6

Em Portugal, a EDPR tem 624MW instalados: 622MW de eólica (51% detido pela EDP, 49% pela CTG) e 2MW de capacidade solar PV (instalado em Mar-14). Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial), com 533MW em operação atribuíveis à EDPR. Em linha com o MoU com a CTG, assinado em Dez-13, quando os activos da ENEOP forem divididos entre os accionistas, a EDPR venderá uma posição de 49% no capital da ENEOP à CTG – espera-se que esta venda ocorra em 2015.

O EBITDA em Portugal caiu 15%, para €47M no 1T15, reflectindo um contexto de baixa inflação e uma redução na produção derivada de uma eolicidade excepcionalmente forte no 1T14. A produção eólica no 1T15 caiu 13%, na medida em que a eolicidades acima da média no 1T15 (factor eolicidade: 1.14) ficou, ainda assim, aquém da eolicidade verificada no 1T14 (factor eolicidade: 1.41). Neste sentido, o factor médio de utilização recuou 6pp, para 38% no 1T15. O preço médio de venda no 1T15 ficou 1% aquém do 1T14, penalizado pelo contexto de baixa inflação.



- 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	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.413	1.357	4%	+56
Factor médio de utilização (%)	33%	32%	4%	+0
Electricidade produzida (GWh)	928	802	16%	+125
Preço médio de venda (€/MWh)	88	97	-9%	-9
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	392	374	5%	+18
Factor médio de utilização (%)	34%	34%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	273	267	3%	+7
Preço médio de venda (€/MWh)	401	407	-1%	-5
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,19	4,18	0%	+0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	33%	24%	-	9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	317	190	67%	+127
Preço médio de venda (€/MWh)	311	421	-26%	-110
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,45	4,50	1%	-0
França				
Capacidade instalada (MW)	340	322	5%	+18
Factor médio de utilização (%)	32%	38%	-	-6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	234	256	-9%	-23
Preço médio de venda (€/MWh)	91	91	0%	+0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	161	141	14%	+20
Factor médio de utilização (%)	35%	33%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	104	89	16%	+14
Preço médio de venda (€/MWh)	111	112	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	80	76	5%	+4
EBITDA (€ M)	66	61	8%	+5
EBIT (€ M)	51	42	19%	+8
Investimento Operacional (€ M)	19	10	86%	+9
Capacidade em Construção (MW)	75	18	321%	+57

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, o EBITDA cresceu 8% (+€5M) em termos homólogos, para €66M no 1T15, suportado pelo acréscimo de capacidade média instalada (+10%), por um factor médio de utilização mais alto (+1pp vs. 1T14) e um preço médio de venda 9% mais baixo, penalizado pela queda nos proveitos obtidos na venda de Certificados verdes (CVs). A Mar-15, a EDPR **tinha em construção** nestes mercados: 53MW na Polónia, 12MW em França, 10MW em Itália.

Na Polónia, a EDPR adicionou 18MW ao seu portfólio nos últimos 12 meses (no 4T14). Neste sentido, a EDPR tem actualmente 392MW de capacidade eólica sob diferentes regimes remuneratórios: 70MW em Korsze, com um PPA a 10 anos; 120MW em Margonin, a receber 'preço de mercado + CV' (CAE para os CVs a 15 anos); e 184MW a receber 'preço regulado + CV'. A **produção eólica** subiu 3% face ao 1T14, para 273GWh no 1T15, reflectindo o aumento de capacidade média instalada e um factor médio de utilização estável (34%). O **preço médio de venda** caiu 1% no período, para PLN401/MWh.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW de capacidade eólica (471MW) e solar PV (50MW). A produção cresceu 67%, para 317GWh no 1T15 (305GWh eólicos) impulsionado pelo aumento da capacidade média em operação e por um factor médio de utilização 9 pp mais alto, em 33%. Por sua vez, o preço médio de venda caiu 26%, para RON311/MWh, penalizado pela venda dos certificados verdes ao preço mínimo da banda regulatória.

Em França, a EDPR adicionou 18MW nos últimos 12 meses (no 2S14), expandindo o portfólio para 340MW. A **produção** recuou 9% face ao 1T14, para 234GWh no 1T15, reflexo de uma queda de 6pp no factor médio de utilização, por força de uma eolicidade mais fraca, e da expansão do portfólio. A tarifa média manteve-se estável, influenciada pela baixa inflação.

Na Bélgica, o nosso parque eólico de 71MW em operação registou uma produção 5% mais alta (por força de expansão de portfólio) e um preço médio 1% mais baixo, em €111/MWh, influenciado por um preço do CAE mais baixo para a nova capacidade em operação. **Em Itália**, onde a EDPR instalou 20MW nos últimos 12 meses (4T14), a produção subiu 26%, suportada por adições de capacidade e por uma subida do factor médio de utilização em 8pp face ao 1T14, para 38%. O preço médio de venda ficou 2% abaixo de 1T14, em €120/MWh no 1T15, devido ao preço mais baixo da capacidade recentemente instalada (regime de leilão), quando comparado com o antigo regime.

- 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)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	431	441	-2%	-10
Fornecimentos e serviços externos	86	93	-8%	-7
Custos com pessoal	32	38	-17%	-7
Custos com benefícios sociais	5	5	1%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	(16)	59	-	-75
Custos Operacionais Líquidos (1)	107	196	-45%	-89
EBITDA	324	245	32%	+79
Provisões	0	(1)	-	+1
Amortizações e imparidades	82	83	-1%	-1
EBIT	242	163	48%	+79

Capex & Opex Performance	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	118	132	-10%	-14
Custos control./cliente (€/cliente)	14,72	16,32	-10%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	457,9	510,4	-10%	-52
Empregados (#)	3.875	3.922	-1%	-47
Investimento Operacional (€ M)	69	70	-1%	-1
Rede de Distribuição (Km)	257	258	-0%	-1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.117	2.933	-28%	-816
Espanha - Défice Tarifário				
Início do período	2	264	-99%	-262
Défices tarifários anos anteriores (4)	42	(23)	-	+65
Gerado no período	-	17	-	-17
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	44	259	-83%	-215

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás

Início do período	2.203	2.045	8%	+158
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(686)	(338)	-103%	-349
Gerado no período	375	721	-48%	-346
Outros (3)	23	39	-40%	-15
Fim do período	1.915	2.467	-22%	-553

Portugal - CMEC's

Início do período	112	377	-70%	-265
(Recuperado)/Devolvido no Período	(18)	(247)	93%	+229
Gerado no período	64	77	-17%	-13
Outros	0	0	n.m.	+0
Fim do período	159	207	-24%	-49

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

O EBITDA das redes reguladas subiu 32% (+€79M) face ao 1T14, para €324M no 1T15, contando com o impacto de +€78M decorrente da mais-valia na venda de activos detidos pela Gas Energía Distribución Murcia em 30-Jan-15. Ajustado para este impacto, o EBITDA das Redes Reguladas permaneceu relativamente estável, devido a uma diminuição dos proveitos regulados que foi compensada por custos operacionais inferiores. A margem bruta desceu 2% (-€10M face ao 1T14), reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa na distribuição de electricidade, induzida pela diminuição do risco soberano, e da rápida passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, proveitos regulados superiores na distribuição de electricidade e, em contrapartida, proveitos inferiores na actividade de distribuição de gás devido à venda de activos.

Os custos controláveis recuaram 10% no período vs. 1T15 (-€14M), reflectindo essencialmente uma diminuição dos fornecimentos e serviços externos (devido a menores trabalhos de manutenção / reparação e custos com serviços ao cliente mais baixos devido à transferência de clientes do CUR para o mercado liberalizado) e uma redução no número de colaboradores (-1% face ao 1T14). O investimento operacional manteve-se relativamente estável, em €69M no 1T15.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e investidores financeiros manteve-se relativamente estável, ascendendo a €5,3MM a Mar-15.

Os recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP diminuíram €200M no 1T15, de €2.317M em Dez-14 para €2.117M em Mar-15, influenciados por uma redução de €242M em Portugal e um aumento de €42M 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 €1.915M em Mar-15, suportado por: (1) -€465M resultante da venda sem recurso do direito do défice tarifário de 2014; (2) +€375M de défice tarifário ex-ante para 2015, a recuperar através das tarifas em 2016-2019 e remunerado a uma taxa de 3,01%; (3) -€220M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; (4) +€15M de desvios tarifários criados no 1T15 relativos à distribuição e CUR de electricidade; e (5) -€15M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás no 1T15. Os principais factores geradores de desvio tarifário na distribuição e CUR de electricidade no 1T15 foram: (i) +€69M decorrente da produção em regime especial mais alta (16% acima da estimativa da ERSE) e do respectivo sobrecusto (€64/MWh no 1T15 vs. €61/MWh assumido pela ERSE); (ii) -€15M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade inferior; e (iii) -€39M de desvio tarifário gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica (procura superior e desvios no mix de consumo).

O montante de recebimentos futuros dos CMEC aumentou de €112M em Dez-14 para €159M em Mar-15, reflexo de: (1) €18M recuperado no 1T15 através das tarifas, relacionadas com desvios negativos de 2013 e (2) €64M de desvio negativo no 1T15, reflectindo um ajustamento de €4M referente a 2014, que deverá ser recebido ao longo de 2016-2017 (detalhes na página 11).

De acordo com a versão final da ERSE para as tarifas de 2015, publicada em 15-Dez-14, é expectável que o total de activos regulatórios do sistema eléctrico Português fique estável em 2015.

O montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha correspondeu a €44M em Mar-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 €700M.

(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)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	315	326	-3%	-11
Fornecimentos e serviços externos	66	70	-6%	-4
Custos com pessoal	24	29	-17%	-5
Custos com benefícios sociais	5	5	-0%	0
Rendas de concessão	63	63	-1%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	(2)	(3)	-	+1
Custos Operacionais Líquidos (1)	156	165	-5%	-9
EBITDA	158	161	-2%	-3
Provisões	1	(1)	-	+1
Amortizações e imparidades	59	59	0%	+0
EBIT	98	103	-4%	-4

Margem Bruta	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	315	326	-3%	-11
Margem bruta regulada	313	324	-3%	-11
Margem bruta não-regulada	2	2	-6%	-0
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	297	304	-2%	-7
Electricidade distribuída (GWh)	11.687	11.470	1,9%	+217
Pontos de ligação à rede (mil)	6.082	6.070	0%	+12
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	16	20	-20%	-4
Clientes fornecidos (mil)	2.174	3.431	-37%	-1.257
Electricidade vendida (GWh)	1.845	3.074	-40%	-1.229

Investimento & Custos Operac.	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	91	100	-9%	-9
Custos control./cliente (€/cliente)	14,9	16,4	-9%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	405	447	-9%	-42
Empregados (#)	3.340	3.359	-1%	-19
Investimento Operacional (€ M)	55	56	-0%	-0
Rede de distribuição (Km)	224	223	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	12	23	-49%	-11

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal diminuiu 2% (-€3M), para €158M no 1T15, influenciado essencialmente por uma taxa de retorno inferior parcialmente compensada por menores custos operacionais.

Em 15-Dez-14, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2015 e parâmetros aplicáveis ao próximo período regulatório, de 2015-17 relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal definindo o aumento em 3,3% da tarifa no segmento de baixa tensão, aplicável aos clientes no mercado regulado, não abrangidos pela tarifa social e uma redução em 14% da tarifa social, sem qualquer impacto nos custos do sistema eléctrico.

Foram atribuídos **proveitos regulados no montante de €1.194M à actividade de distribuição em 2015** suportados: (1) por uma taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB) definida em 6,75% para 2015, numa base preliminar (vs. 8,26% em 2014), reflectindo uma yield das OTs a 10 anos de 3,6%; 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) numa previsão de 44,6 TWh de consumo de electricidade para 2015 (1,8% acima da electricidade distribuída em 2014) e (4) um deflator do PIB de 0,9%.

Relativamente à **actividade do CUR foram definidos, para 2015**, os seguintes pressupostos: (1) um montante de proveitos regulados de €61M em 2015; (2) numa previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2015 de €55,4/MWh suportado num preço da pool estimado de €50,5/MWh; (3) um sobrecusto da produção em regime especial estimado em €60,8/MWh e (4) uma previsão de volume de regime especial de 21,0TWh (4.1% abaixo da produção de 2014).

No 1T15, os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 2% (-€7M) vs. 1T14, para €297M, em larga medida devido a uma menor taxa de retorno (6,36% no 1T15 vs. 8,37% no 1T14) induzida pela diminuição do risco da dívida soberana. A **electricidade distribuída subiu 2%** no 1T15 (vs. 1T14), por conta de uma maior procura dos clientes industriais, em linha com alguns sinais de recuperação da actividade económica durante o período.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** foram inferiores em 20% (-€4M), ascendendo a €16M no 1T15, 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 em 1-Jan-13, podendo o regulador aplicar aumentos trimestrais de tarifa como forma de incentivar a transferência de clientes para comercializadores no mercado livre. O **volume de energia fornecida pelo CUR** recuou 40% (vs. 1T14), para 1,8TWh no 1T15. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu 1.257 mil no período, para 2.174 mil em Mar-15 (representando 36% do total de clientes de electricidade), influenciado sobretudo pelo segmento residencial.

Os **custos controláveis** caíram 9% vs. 1T14 (-€9M), reflectindo sobretudo uma diminuição dos custos com fornecimentos e serviços externos (-6% vs. 1T14), uma redução da actividade do CUR decorrente da transferência de consumidores para o mercado liberalizado e uma redução no número de colaboradores (-1% vs. 1T14).

O **investimento operacional** manteve-se no nível observado no 1T14, ascendendo a €55M no 1T15. O TIEPI desceu consideravelmente, de 23 minutos no 1T14 para 12 minutos no 1T15, reflectindo condições meteorológicas favoráveis.

(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	1T15	1T14	% Δ	Abs. Δ
	1T15	1T14	% Δ	Abs. Δ	1T15	1T14	% Δ	Abs. Δ	1T15	1T14	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	48	41	18%	7	51	57	-10%	-6	16	17	-4%	-1	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	9	10	-12%	-1	7	9	-23%	-2	4	3	3%	0	Electricidade Espanha	659	659	0%	+0
Custos Pessoal	5	6	-20%	-1	2	2	-13%	-0	0	0	12%	0	Gás Espanha	936	1.020	-8%	-83
Custos Benefícios sociais	0	0	-	0	0	0	-29%	-0	0	0	-3%	-0	Gás Portugal	321	309	4%	+12
Outros custos operac. (líq.)	(0)	(3)	-90%	2	(77)	1	n.m.	-78	0	0	-85%	-0	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	14	14	1%	0	(68)	13	-	-80	4	4	-3%	-0	Electricidade Espanha	2.381	2.365	1%	+16
EBITDA	34	27	27%	7	119	44	170%	75	12	13	-5%	-1	Gás Espanha	8.844	13.555	-35%	-4.710
Provisões	0	-	-	0	(0)	(0)	-141%	-0	(0)	0	n.m.	-1	Gás Portugal	2.031	1.979	3%	+52
Amortizações e imparidades	9	8	2%	0	10	12	-19%	-2	4	3	32%	1	Rede (Km)				
EBIT	26	19	37%	7	109	32	241%	77	9	10	-11%	-1	Electricidade Espanha	20.309	20.196	1%	+113
Investimento operacional	6	5	27%	1	5	5	-5%	-0	3	5	-30%	-1	Gás Espanha	8.147	10.008	-19%	-1.861
Margem Bruta	48	41	18%	7	51	57	-10%	-6	16	17	-4%	-1	Gás Portugal	4.677	4.513	4%	+164
Margem Bruta Regulada	39	39	-1%	-0	44	50	-13%	-7	16	16	-5%	-1	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	9	2	407%	8	8	7	15%	1	1	1	3%	0	Electricidade Espanha	297	302	-2%	-5
													Gás Espanha	177	199	-11%	-22
													Gás Portugal	61	62	-2%	-1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha subiu 27% (+€7M), para €34M no 1T15, suportado por receitas reguladas superiores relacionadas com ajustamentos de anos anteriores (+7m€). A electricidade distribuída pela EDP España, principalmente na região das Astúrias, cresceu 1% no 1T15, para 2,4TWh.

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 regulatórios anunciados em Jul-13 (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). Até à aprovação de medidas concretas sobre a regulação acima referida, os proveitos regulados da EDP España em vigor para o ano de 2015 são €157M (calculado de acordo com o esquema transitório de remuneração).

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha no 1T15 ascendeu a €119m (€+75m vs. 1T14), reflectindo i) um ganho não recorrente de €78m decorrente da venda de activos detidos pela Gas Energía Distribución Murcia à Redexis a 30-Jan-15 e ii) -4m€ devido à exclusão do perímetro de consolidação destes mesmos activos. Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 3% (+€1m), suportado por uma diminuição dos custos operacionais (menores custos com fornecimentos e serviços externos). O volume de gás distribuído caiu 35% vs. 1T14, para 9TWh, devido à venda dos activos de distribuição de gás. Excluindo este impacto, o volume gás distribuído subiu 5%, face a temperaturas menos amenas no 1T15 vs. 1T14.

De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-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 reduzidos e estejam agora mais expostos à procura. O impacto estimado destas medidas na EDP é de €9M em 2015 e anos seguintes, vs. €4.7M em 2014.

Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2015 ascendem a €172M, excluindo €14,7M de proveitos regulados anuais atribuíveis à Gas Energía Distribución Murcia, vendida à Redexis em 30-Jan-15, e €4,3M de proveitos regulados anuais atribuíveis ao perímetro dos restantes activos e que deverá ser vendido à Redexis no segundo trimestre de 2015.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal desceu 5% (-1M€ vs 1T14), para €12M no 1T15, devido a proveitos regulados inferiores na actividade do CUR decorrentes da migração de clientes para o mercado livre. Os proveitos permitidos da actividade de distribuição de gás ficaram relativamente estáveis, reflectindo uma taxa de retorno sobre o RAB de 8,41% no 1T15 vs. 9% no 1T14. O volume de gás distribuído cresceu 3% no 1T15, para 2.0TWh, em linha com o crescimento de 4% no número de pontos de ligação, resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP.

Em Jun-13, a ERSE definiu as regras para o período regulatório de Jul-13 a Jun-16, indexando a taxa de retorno sobre os activos à média das yields das OTs portuguesas 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 cada um dos anos, a taxa de retorno sobre os activos é fixada em 9%, de forma preliminar. Os proveitos permitidos definidos para a EDP na actividade de distribuição no ano gás 2014/15 e CUR no período ascendem a €62M. Em 15-Abr-15, a ERSE publicou uma proposta de redução de 7.3% da tarifa de último recurso para clientes finais de gás do segmento da baixa pressão inferior (<=10 m³/ano) a vigorar desde 1-Jul-15 até 30-Jun-16. Uma decisão final sobre as tarifas a vigorar deverá ser publicada até 15-Jun-15.

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.

Margem Bruta	662	629	5%	+32
Fornecimentos e serviços externos	116	110	5%	+5
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	95	88	8%	+7
Outros custos operacionais (líquidos)	35	21	69%	+14
Custos Operacionais Líquidos (1)	246	219	12%	+26
EBITDA	416	410	1%	+6
Provisões	7	4	91%	+3
Amortizações e imparidades	91	88	3%	+3
EBIT	318	319	0%	-1
Resultados financeiros	(94)	(87)	-8%	-7
Resultados em associadas	(38)	(14)	-174%	-24
Resultados Antes de Impostos	185	217	-15%	-32

Investimento	(R\$ M)			
	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.

Investimento Operacional	67	85	-22%	-19
Investimento Financeiro (2)	30	6	-	+24

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') aumentou 1% no período (+R\$6M) para R\$416M no 1T15. O EBITDA da distribuição subiu 64% (+R\$90M), suportado por maiores receitas reguladas, reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras (Escelsa: +26,54% a partir de Ago-14 e Bandeirante: +22,34% a partir de Out-14), bem como pelo reconhecimento na margem bruta dos recebimento futuros da actividade regulada a partir da Dez-14. O EBITDA da geração e comercialização caiu 28% (-R\$82M), reflectindo: i) um baixo GSF⁽³⁾ (79% no 1T15) e a subsequente necessidade de compra de energia por parte dos geradores, a preços de mercado elevados; que foi parcialmente mitigado pela: ii) estratégia de alocação sazonal dos volumes vendidos, tendo sido alocada uma porção significativa de volumes ao 1T15 (29%) vs. o 1T14 (27%). A performance do EBITDA em Euros foi semelhante – o impacto cambial foi negligenciável (apreciação de 1% do BRL face ao EUR).

Os custos operacionais líquidos subiram 12% no período para R\$246M no 1T15: i) os custos com pessoal e benefícios aos empregados aumentaram 8%, reflexo da actualização salarial anual (+7,4%), de uma menor capitalização de custos, de um aumento das despesas com indemnizações e de uma redução do número de empregados; e ii) os fornecimentos e serviços externos aumentaram 5%, traduzindo um aumento das despesas com O&M, TI e serviços ao cliente.

Os custos financeiros líquidos subiram 8% no período para R\$94M no 1T15, traduzindo: i) juros líquidos inferiores, reflexo da consolidação por equivalência patrimonial dos projectos hídricos de

Consolidado (€ M)				
	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.

205	194	6%	+11
36	34	5%	+2
29	27	8%	+2
11	6	70%	+4
76	68	13%	+9
129	127	2%	+2
2	1	92%	+1
28	27	4%	+1
99	98	0%	+0
(29)	(27)	9%	-2
(12)	(4)	175%	-8
57	67	-14%	-10

(€ M)				
	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.

21	26	-21%	-6
9	2	-	+8

Energias do Brasil	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
--------------------	------	------	-----	--------

Cotação no fim do período (R\$/acção)	10,35	10,30	0%	+0,05
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	3,50	3,13	-11%	+0,37
Euro/Real - Taxa média do período	3,22	3,24	1%	-0,02
Taxa de inflação (IPCA - 12 meses)	8,1%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,4	1,5	-	-0,1
Custo Médio da Dívida (%)	12,3	10,0	-	2,2p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	11,7	10,0	-	1,8p.p.
Empregados (#)	2.607	2.822	-8%	-215

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
-------------------------------------	------	------	-----	--------

Dívida líquida	2.321	2.403	-3%	-82
Recebimentos futuros da act. Regulada	561	216	160%	+345
Interesses não controláveis	1.692	1.700	0%	-8
Valor contabilístico dos C. Próprios	5.023	4.734	6%	+289

Resultados Financeiros (R\$ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
--------------------------------	------	------	-----	--------

Juros financeiros líquidos	(89)	(94)	6%	+5
Custos capitalizados	0	17	-99%	-17
Diferenças Cambiais e Derivados	(24)	9	-	-33
Outros	18	(19)	-	+37
Resultados Financeiros	(94)	(87)	-8%	-7

Jari e Cachoeira Caldeirão (por oposição à consolidação integral no 1T14), bem como uma redução da dívida financeira média, enquanto o custo médio da dívida subiu 2,2pp para 12,3% no 1T15; e ii) uma menor capitalização de custos. **A dívida líquida caiu 3% vs. 1T14**, reflexo de um aumento da dívida bruta financeira (+R\$0,9MM) que foi mais do que compensado por um aumento da 'caixa e equivalentes'.

Os resultados em associadas totalizaram -R\$38M no 1T15, o que representa uma redução de R\$24M vs. 1T14, reflectindo um aumento da contribuição negativa da central a carvão de Pecém I (-R\$26M no 1T15 vs. -R\$15M no 1T14), devido a um aumento dos custos financeiros líquidos, bem como um contributo negativo da central hídrica de Jari (-R12M no 1T15) devido ao baixo GSF no período.

A Mar-15, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 28% do seu nível máximo (vs. 19% a Dez-14 e 36% a Mar-14). Apesar do meses de Jan/Fev-15 terem sido dos piores em termos de pluviosidade para o período, os meses de Mar/Abr-15 beneficiaram de alguma recuperação e no final de Abr-15, os níveis dos reservatórios estavam acima dos 30%. No entanto, perante os níveis comparativamente baixos dos reservatórios e a insuficiente pluviosidade, o GSF⁽³⁾ ficou num nível muito baixo (79% no 1T15) tendo continuado a levar os produtores hídricos a comprar energia a elevados preços de mercado para satisfazer as suas obrigações contratuais. Em simultâneo, apesar do elevado despacho das centrais térmicas, com a aplicação, a partir de Jan-15, de uma nova metodologia para o cálculo do preço máximo (novo máximo de R\$388/MWh vs. anterior de R\$822/MWh), o preço médio da electricidade em mercado (PLD) caiu de R\$647/MWh⁽⁴⁾ no 1T14 para R\$388/MWh⁽⁴⁾ no 1T15.

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

(2) Excluindo investimentos em parques eólicos detidos pela EDP Brasil (45%) e EDP Renováveis (55%).

(3) Fonte: CCEE; com base em preços semanais; regiões do Sudeste/Centro-Oeste;

(4) GSF: Generation Scaling Factor;

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	425	305	39%	+120
Forn. e serviços externos	86	80	8%	+6
Custos c/ pessoal e benef. aos empr	70	64	9%	+6
Outros custos operac. (Liq.)	37	19	92%	+18
Custos Operacionais Líquidos (1)	193	163	18%	+30
EBITDA	232	142	64%	+90
Provisões	8	3	165%	+5
Amortizações e imparidades	46	47	-2%	-1
EBIT	179	92	94%	+86

Margem Bruta	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	425	305	39%	+120
Receitas reguladas	425	322	32%	+103
Var. receb. futuros da act. regulada	-	(17)	-	-

Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	602	199	203%	+403
Desvios períodos anteriores	(82)	(16)	429%	-66
Desvio do ano (2)	223	447	-50%	-223
CDE/Conta ACR (3)	(182)	(414)	-56%	+232
Final do período	561	216	160%	+345

Clientes Ligados (Milhares)	3.182	3.076	3%	+105
Bandeirante	1.740	1.683	3%	+56
Escelsa	1.442	1.393	4%	+49

Electricidade Distribuída (GWh)	6.764	6.726	1%	+38
Bandeirante	3.775	3.923	-4%	-148
Escelsa	2.989	2.803	7%	+186
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	2.445	2.502	-2%	-57

Electricidade Vendida (GWh)	4.320	4.224	2%	+95
Bandeirante	2.381	2.425	-2%	-44
Residencial, comercial e outros	1.803	1.819	-1%	-16
Industrial	578	606	-5%	-28
Escelsa	1.939	1.799	8%	+140
Residencial, comercial e outros	1.659	1.505	10%	+155
Industrial	279	295	-5%	-15

Investimento e Custos Operac.	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	150	137	10%	+13
Custos control./cliente (R\$/cliente)	47	44	6%	+3
Custos control./km rede (R\$/km)	2	2	9%	+0
Empregados (#)	2.147	2.226	-4%	-79
Invest. Operacional (R\$M)	55	72	-24%	-17
Rede de Distribuição ('000 Km)	89	88	1%	+1

O EBITDA da actividade de distribuição no Brasil subiu 64% no período (+R\$90M) para R\$232M no 1T15, reflectindo: i) um aumento da margem bruta de electricidade (+R\$120M), suportada por um aumento das receitas reguladas, maioritariamente devido aos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras; e ii) um aumento dos custos operacionais (+R\$30M), reflectindo essencialmente maiores perdas com activos fixos e um maior nível de provisões para clientes de cobrança duvidosa.

No final de 2014, uma alteração do enquadramento legal possibilitou o reconhecimento dos recebimentos futuros da actividade regulada ao nível da margem bruta. Assim, a margem bruta no 1T15 reflecte as receitas reguladas do período, não tendo sido impactada pela variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro. As **receitas reguladas** subiram 32% (+R\$103M) para R\$425M no 1T15, reflectindo essencialmente os reajustamentos tarifários anuais na Escelsa (+26,54% em Ago-14) e na Bandeirante (+22,34% em Out-14). As receitas reguladas também beneficiaram: i) das chamadas “bandeiras tarifárias”, um mecanismo introduzido em Jan-15 no sentido de sensibilizar os consumidores para os elevados custos da electricidade (Jan/Fev-15: bandeira vermelha de R\$3 por 100kWh; Mar-15: bandeira vermelha de R\$5,5 por 100kWh); 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%).

A Mar-15, os **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizaram R\$561M (vs. R\$602M a Dez-14). No 1T15, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$223M, essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foi parcialmente compensado por R\$182M de contribuições da CCEE (Conta ACR) relativas aos desvios dos meses de Nov/Dez-14; adicionalmente, foram recebidos R\$82M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro diminuiu R\$40M vs. Dez-14, para R\$561M a Mar-15, a recuperar através das tarifas nos próximos anos. **Em termos regulatórios**, o retorno sobre a base de activos está fixado em 7,5% (depois de impostos) e as próximas revisões regulatórias ocorrem em Out-15 para a Bandeirante e em Ago-16 para a Escelsa. 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.

O **volume de energia vendida** subiu 2% no período, traduzindo +4% nos segmentos ‘residencial, comercial & outros’, justificado por um aumento da base de clientes e pela temperaturas elevadas que caracterizaram o 1T15 na região do Espírito Santo. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 5%, reflexo da queda da produção industrial bem como de uma redução no consumo dos sectores dos minerais não-metálicos e químico. Ao mesmo tempo, o **volume de energia distribuída** aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 2% para 2,4TWh no 1T15, reflexo do arrefecimento da produção industrial no estado de São Paulo.

Os **custos operacionais controláveis** subiram 10% no período, para R\$150M no 1T15, devido a um aumento de 8% dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (+7,4%), de um aumento dos custos com indemnizações e de uma redução do número de empregados. Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente. O **investimento operacional** caiu 24% para R\$55M no 1T15, devido à retração do mercado. Numa base recorrente, este investimento destina-se maioritariamente a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

Em 2014, as distribuidoras do **sector eléctrico** depararam-se com custos recorde de compra de electricidade devido a posições involuntárias de subcontratação num contexto de elevados preços de mercado. Em Abr-14, a CCEE criou a “Conta-ACR” (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) para ajudar a compensar as distribuidoras pelos elevados custos de energia incorridos – um total de R\$21MM de financiamento foram transferidos para as distribuidoras. A ANEEL tem vindo ainda a repassar alguns destes custos adicionais para os consumidores através dos reajustamentos tarifários anuais. Em Jan-15, foram introduzidas as chamadas “bandeiras tarifárias”, ou tarifas variáveis, a fim de sensibilizar os consumidores para os elevados custos de energia – em Jan/Fev-15, a “bandeira vermelha” foi despoletada, o que se traduziu em +R\$3 por 100kWh, e em Mar-15, a “bandeira vermelha”, novamente activada, foi aumentada para +R\$5,5 por 100 kWh (~+12% nas tarifas de Baixa Tensão). Adicionalmente, em Fev-15, a ANEEL aprovou vários aumentos tarifários extraordinários aplicáveis a partir do dia 2 de Março de 2015 (Escelsa: +33,27% e Bandeirante: +32,18%). Adicionalmente, para 2015, as distribuidoras diminuiram os níveis de subcontratação involuntária, maioritariamente através do leilão de energia A-1 de Dez-14 (Bandeirante: 107% in 1T15 vs. 97% in 1T14 e Escelsa: 94% in 1T15 vs. 82% in 1T14), o que deverá reduzir o impacto nos custos com energia da baixa pluviosidade e dos elevados preços de mercado.

(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			
	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	204	273	-26%	-70
Fornecimentos e serviços externos	12	18	-31%	-5
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	12	13	-4%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	0	0	-	+0
Custos Operacionais Líquidos (1)	25	31	-19%	-6
EBITDA	179	243	-26%	-64
Provisões	0	0	-90%	-0
Amortizações e imparidades	41	38	8%	+3
EBIT	138	205	-33%	-67

Dados Chave	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	204	273	-26%	-70
Receitas contratadas (CAE)	369	293	26%	+76
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(165)	(19)	-762%	-146
Capacidade Instalada (MW)	1.797	1.797	-	-
Capacidade Instalada (MW Equity)	547	360	52%	+187
Electricidade Vendida (GWh)	2.260	2.217	2%	+43
Contratada (CAE)	2.200	2.140	3%	+60
Outra	60	77	-22%	-17
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)	176	161	9%	+14
Investimento Operacional (R\$ M)	11	12	-14%	-2
Investimento Financeiro (R\$ M)	30	6	-	+24
Empregados (#)	278	402	-31%	-124

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	72	93	-23%	-21
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	65	82	-20%	-16
Outros (100%)	42	68	-39%	-26
EBITDA	179	243	-26%	-64

Comercialização	1T15	1T14	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	33	51	-36%	-18
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	1	0	571%	+0
EBITDA (R\$ M)	32	51	-37%	-19
Vendas electricidade (GWh)	2.514	3.458	-27%	-944

O EBITDA da actividade de produção no Brasil caiu 26% no período (-R\$64M) para R\$179M no 1T15, reflectindo: i) o baixo GSF (79% no 1T15), e a subsequente necessidade de comprar energia a preços de mercado elevados; que foi mitigado pela ii) alocação sazonal dos volumes vendidos, tendo sido alocada uma porção significativa de volumes ao 1T15 (29%); e iii) pela redução dos custos operacionais, devido a menores despesas com O&M.

A margem bruta caiu 26% no período (-R\$70M) para R\$204M no 1T15, devido ao baixo GSF – “Generation Scaling Factor”, tendo-se este fixado nos 79% no 1T15 (vs. 96% no 1T14 e 88% no 4T14). Em períodos de escassez hidrológica, o associado défice de produção implica que os produtores hídricos tenham que adquirir energia em mercado para satisfazer as obrigações contratuais. Apesar da redução dos preços de mercado (PLD médio: R\$388/MWh⁽³⁾ no 1T15 vs. R\$647/MWh⁽³⁾ no 1T14), a fraca hidraulicidade que caracterizou o 1T15, conjugada com o reduzido nível dos reservatórios, resultou num GSF muito baixo. A EDPB conseguiu mitigar o impacto negativo do baixo GSF através de vendas de curto prazo contratadas a preços superiores; no entanto, no seu conjunto, este efeito traduziu-se em +R\$146M de custos com a compra de energia vs. 1T14 (R\$165M em 1T15 vs. R\$19M no 1T14). Excluindo o impacto do baixo GSF (líquido de coberturas), a margem bruta subiu R\$76M, reflexo de um maior volume de electricidade vendida a preços superiores. De notar que o CAE associado à central hídrica de Peixe Angical (preço médio actual de R\$206/MWh) termina em Jan-16, o que deverá auxiliar na redução da exposição negativa da EDPB ao eventual impacto de um baixo GSF que possa ainda ocorrer em 2016.

O volume de electricidade vendido subiu 2% para 2,3TWh no 1T15, reflectindo a estratégia de sazonalização dos volumes – dado o adverso cenário hídrico, e de forma a manter alguma protecção contra a exposição aos preços de mercado, um elevado volume de electricidade foi alocado ao 1T, numa proporção superior à do 1T14 (29% no 1T15 vs. 27% no 1T14). O preço médio de venda subiu 9%, traduzindo a actualização dos preços contratados à inflação bem como o fecho de contratos bilaterais de curto prazo a preços superiores.

A EDPB opera 2,3GW de capacidade, dos quais 0,5GW correspondem à posição da EDPB em projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial. A capacidade consolidada por equivalência patrimonial refere-se: i) a 50% na central a carvão Pecém I (720MW em parceria com a Eneva); e ii) 50% na central hídrica de Santo António do Jari (373MW em parceria com a CTG). Em Dez-14, perante a situação financeira crítica da Eneva, a EDPB acordou a compra da participação de 50% detida pela Eneva em Pecém I por um total de R\$300M (conclusão da operação prevista para o 2T15). A actual estimativa de EBITDA de Pecém I para 2015E é de ~R\$280M (contribuição para o ano todo @100%), prevendo-se um total de ~R\$2,0MM para a dívida líquida a Dez-15. Após a reparação de um dos grupos de geração (no 4T14), ambos os grupos estão agora a operar em pleno – o factor de disponibilidade de Pecém I alcançou os 96% no 1T15. No 1T15, o EBITDA de Pecém I (50%) totalizou R\$46M e o resultado líquido atribuível à EDPB foi negativo em R\$26M, devido essencialmente a um aumento dos custos financeiros líquidos. Santo António do Jari está totalmente operacional desde Dez-14. No 1T15, Jari contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$12M (50%), reflectindo o impacto negativo do baixo GSF.

O investimento operacional caiu 14% no período para R\$11M no 1T15. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão e São Manoel foram classificados como ‘investimentos financeiros’ (consolidação por equivalência patrimonial); no 1T15, os investimentos financeiros totalizaram R\$30M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de Cachoeira Caldeirão. A EDPB participa em 2 novos projectos hídricos, ambos com CAEs de longo prazo: i) Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW detido em 50% pela EDPB (em parceria com a CTG) e com entrada em operação prevista para Jan-17 (80% concluído); 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 entrada em operação prevista para Mai-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade caiu 36% no período (-R\$18M) para R\$33M no 1T15, reflectindo menores volumes comercializados e um 1T14 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 (Liq.); (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAEs; (3) Com base em preços semanais; regiões do Sudeste/Centro-Oeste.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T15 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	186	233	431	375	205	(6)	1.423
Fornecimentos e serviços externos	14	48	86	65	36	(41)	207
Custos com pessoal	16	17	32	15	27	39	145
Custos com benefícios sociais	0	2	5	2	2	3	15
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2	59	(16)	(26)	11	8	38
Custos Operacionais	33	126	107	56	76	8	406
EBITDA	153	107	324	319	129	(15)	1.017
Provisões	0	(1)	0	-	2	(0)	1
Amortizações e imparidades (1)	39	50	82	124	28	15	337
EBIT	114	59	242	195	99	(29)	680

1T14 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	207	291	441	345	194	6	1.483
Fornecimentos e serviços externos	13	47	93	59	34	(44)	202
Custos com pessoal	17	16	38	16	24	40	151
Custos com benefícios sociais	0	1	5	2	3	2	13
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2	35	59	(21)	6	5	86
Custos Operacionais	32	98	196	56	68	4	453
EBITDA	176	192	245	289	127	2	1.030
Provisões	5	1	(1)	-	1	0	7
Amortizações e imparidades (1)	39	49	83	110	27	16	324
EBIT	132	142	163	179	98	(14)	699

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

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	-	-	-	-4%	-8%
Custo com vendas de energia e outros	(2.844)	(2.476)	(2.624)	(2.982)	(2.712)	-	-	-	5%	9%
Margem Bruta	1.483	1.216	1.180	1.488	1.423	-	-	-	-4%	-4%
Fornecimentos e serviços externos	202	220	221	254	207	-	-	-	2%	-18%
Custos com pessoal e benefícios sociais	164	37	147	208	161	-	-	-	-2%	-23%
Outros custos operacionais (líquidos)	86	(13)	99	100	38	-	-	-	-56%	-62%
Custos Operacionais	453	244	467	561	406	-	-	-	-10%	-28%
EBITDA	1.030	972	713	927	1.017	-	-	-	-1%	10%
Provisões	7	11	4	31	1	-	-	-	-92%	-98%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	324	357	334	383	337	-	-	-	4%	-12%
EBIT	699	604	376	513	680	-	-	-	-3%	32%
Resultados financeiros	(147)	(98)	(208)	(118)	(208)	-	-	-	-42%	-76%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	(4)	17	(10)	(2)	-	-	-	-	83%
Resultado antes de impostos e CESE	564	502	184	385	471	-	-	-	-17%	22%
IRC e Impostos diferidos	186	57	33	35	90	-	-	-	-52%	153%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	15	16	15	16	15	-	-	-	5%	-1%
Resultado líquido do período	364	430	136	334	365	-	-	-	0%	9%
Accionistas da EDP	296	377	113	254	297	-	-	-	0%	17%
Interesses não controláveis	68	53	23	80	68	-	-	-	1%	-15%

(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)							
	1T15	1T14	Δ MW	Δ %	1T15	1T14	Δ GWh	Δ %	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
PPA/CMEC (Portugal)	4.470	4470,4	0	0%	4.151	5.002	-851	-17%	5.002	4.099	3.622	4.437	4.151	0	0	0
Hídrico	3.290	3.290	0	0%	1.903	3.739	-1.836	-49%	3.739	2.120	1.075	2.097	1.903	0	0	0
Fio de água	1.056	1.860			938	2.124			1.615	879	424	812	938	0	0	0
Albufeira	2.234	2.234			965	1.615			2.124	1.241	651	1.285	965	0	0	0
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	2.248	1.263	985	78%	1.263	1.979	2.546	2.340	2.248	0	0	0
Regime Especial (Ex-Eólico)	206	274	-69	-25%	222	414	-191	-46%	414	212	112	260	222	0	0	0
Portugal	181	181	0	0%	190	347	-158	-45%	347	178	82	238	190	0	0	0
Mini-Hídricas	157	157			138	278			278	127	39	186	138	0	0	0
Cogeração	24	24			52	69			69	50	42	52	52	0	0	0
Spain	25	93	-69	-73%	33	67	-34	-51%	67	34	30	21	33	0	0	0
Cogeração+Resíduos	25	93			33	67			67	34	30	21	33	0	0	0
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.808	7.777	30	0%	4.709	4.186	523	12%	4.186	3.286	3.747	3.844	4.709	0	0	0
Hídrico	2.453	2.422	30	1%	1.910	2.834	-925	-33%	2.834	1.507	740	1.201	1.910	0	0	0
Portugal	2.026	1.996			1.495	2.399			2.399	1.261	673	1.001	1.495	0	0	0
Espanha	426	426			414	435			435	246	67	200	414	0	0	0
Carvão	1.463	1.463	0	0%	2.058	862	1.196	139%	862	1.521	2.191	1.840	2.058	0	0	0
Aboño I	342	342			524	193			193	317	601	568	524	0	0	0
Aboño II	536	536			922	597			597	886	992	911	922	0	0	0
Soto Ribera II	239	239			190	36			36	115	148	242	190	0	0	0
Soto Ribera III	346	346			422	36			36	203	450	119	422	0	0	0
CCGT	3.736	3.736	0	0%	411	158	253	160%	158	61	480	464	411	0	0	0
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			54	28			28	21	114	66	54	0	0	0
Lares (2 grupos)	863	863			136	8			8	3	221	46	136	0	0	0
Castejón (2 grupos)	843	843			143	66			66	17	103	182	143	0	0	0
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			77	56			56	20	43	170	77	0	0	0
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	331	332	-1	0%	332	197	336	339	331	0	0	0
Gasóleo - Tunes	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólico (Maior detalhe página 16)	8.067	7.710	357	5%	5.757	6.101	-344	-6%	6.101	4.833	3.382	5.380	5.757	0	0	0
Península Ibérica	2.816	2.813			2.004	2.330			2.330	1.539	1.203	1.754	2.004	0	0	0
Resto da Europa	1.363	1.307			916	791			791	513	431	701	916	0	0	0
America do Norte	3.805	3.506			2.792	2.930			2.930	2.727	1.678	2.862	2.792	0	0	0
Brasil	84	84			46	49			49	54	70	63	46	0	0	0
Solar	82	52	30	57%	29	11	18	161%	11	20	22	14	29	0	0	0
Brasil (Ex-Eólico)	1.797	1.797	0	0%	1.624	2.341	-717	-31%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	0	0	0
Hídrico	1.797	1.797	0	0%	1.624	2.341	-717	-31%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	0	0	0
Lajeado	903	903			827	1.205			1.205	814	528	841	827	0	0	0
Peixe Angical	499	499			522	667			667	458	540	721	522	0	0	0
Energest	396	396			274	469			469	378	254	361	274	0	0	0
TOTAL	22.430	22.082	349	2%	16.492	18.056	-1.563	-9%	18.056	14.100	12.207	15.858	16.492	0	0	0
Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (2)															
	1T15	1T14	Δ MW	Δ %												
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	46	50	-4	-8%												
EDPR Eólico	886	817	69	8%												
Brasil Hídrica	187	0	187	-												
Brazil Carvão	360	360	0	0%												
TOTAL	1.479	1.228	252	20%												

(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)	1T15	1T14	Δ GWh	Δ %
Portugal	11.687	11.470	217	1,9%
Muito Alta Tensão	538	508	30	6,0%
Alta / Média Tensão	5.117	5.040	78	1,5%
Baixa Tensão	6.032	5.923	109	1,8%
Espanha	2.381	2.365	16	0,7%
Alta / Média Tensão	1.733	1.698	35	2,1%
Baixa Tensão	648	668	-20	-2,9%
Brasil	6.764	6.726	38	0,6%
Clientes Livres	2.445	2.502	-57	-2,3%
Industrial	858	900	-43	-4,8%
Residencial, Comercial & Outros	3.462	3.324	138	4,2%
TOTAL	20.832	20.561	271	1,3%

Clientes Ligados (mil)	1T15	1T14	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.082	6.070	11,8	0,2%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,2	1,0%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,5	1,5%
Baixa Tensão	6.024	6.013	11,0	0,2%
Espanha	659	659	0,1	0,0%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,9%
Baixa Tensão	658	658	0,0	0,0%
Brasil	3.182	3.076	105,4	3,4%
Bandeirante	1.740	1.683	56,2	3,3%
Escelsa	1.442	1.393	49,2	3,5%
TOTAL	9.922	9.805	117,3	1,2%

Redes	1T15	1T14	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	333.295	331.641	1.654	0,5%
Portugal	223.976	222.965	1.011	0,5%
Espanha	20.309	20.196	113	0,6%
Brasil	89.010	88.480	530	0,6%

Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	10,9%	11,2%	-0,3 pp	
Espanha	-5,1%	-5,0%	-0,1 pp	
Brasil				
Bandeirante	9,3%	9,7%	-0,3 pp	
Técnicas	5,5%	5,5%	-0,0 pp	
Comerciais	3,8%	4,1%	-0,3 pp	
Escelsa	13,6%	13,2%	0,4 pp	
Técnicas	7,9%	7,6%	0,3 pp	
Comerciais	5,7%	5,6%	0,1 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1T15	1T14	Δ GWh	Δ %
Portugal	2.031	1.979	52	2,6%
Baixa pressão	423	375	48	12,9%
Média pressão	1.599	1.596	3	0,2%
GPL	9	9	0	1,1%
Espanha	8.844	13.555	-4.710	-34,8%
Baixa pressão	3.970	3.597	373	10,4%
Média pressão	4.874	9.957	-5.083	-51,0%
TOTAL	10.875	15.534	-4.659	-30,0%

Pontos de Abastecimento (mil)	1T15	1T14	Δ Abs.	Δ %
Portugal	321,3	309,5	11,8	3,8%
Baixa pressão	315,0	302,8	12,2	4,0%
Média pressão	1,4	1,3	0,1	7,0%
GPL	4,9	5,4	-0,5	-9,2%
Espanha	936,5	1.019,8	-83,3	-8,2%
Baixa pressão	935,8	1.019,0	-83,3	-8,2%
Média pressão	0,7	0,8	-0,1	-10,1%
TOTAL	1.257,8	1.329,3	-71,5	-5,4%

Redes	1T15	1T14	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	12.824	14.521	-1.698	-11,7%
Portugal	4.677	4.513	164	3,6%
Espanha	8.147	10.008	-1.861	-18,6%

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1T15

Feb - Moody's sobe ratings da EDP para "Baa3"/"Prime-3" com outlook estável

Feb - EDP conquista 1º lugar nos Prémios Excelência no Trabalho 2014 na categoria de Grandes Empresas, segundo estudo da Heidrick&Struggles, Diário Económico e INDEG-IUL

Feb - EDP Renováveis eleita a empresa com melhor desempenho no mercado financeiro nos Euronext Lisbon Awards 2015, com um aumento de 40% na capitalização bolsista em 2014.

Mar - EDP distinguida com vários prémios pela Institutional Investor Magazine. António Mexia eleito o melhor CEO das Utilities na Europa por analistas de Buy Side. Nuno Alves, CFO do Grupo EDP, e Miguel Viana, Director da Relação com Investidores, foram também distinguidos. Na avaliação global às empresas europeias cotadas de todos os sectores, a EDP subiu 71 posições em relação ao ano anterior, ocupando agora o 20º lugar.

Mar - EDP faz parte, pelo 4º ano consecutivo, do ranking das empresas mais éticas do mundo "The World's Most Ethical Companies" de acordo com a Ethisphere Institute.

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

	1T15	1T14	Δ %
Índice Sustentab. (a)	98	107	-9%
Comp. Ambiental Peso %	88 33%	115 33%	-23%
Comp. Económica Peso %	105 37%	98 37%	7%
Comp. Social (b) Peso %	100 30%	111 30%	-10%

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

Métricas Económicas 1T15 1T14 Δ %

Valor Económico (€M)(1) (a)

Directo Gerado	4.561	4.640	-2%
Distribuído	3.865	3.819	1%
Acumulado	696	820	-15%

Métricas Sociais (a) 1T15 1T14 Δ %

Empregados (c)	11.632	12.047	-3%
Formação (horas)	74.866	78.564	-5%
Acidentes em Serviço	9	7	29%
Ind. Gravidade (Tg)	82	98	-16%
Ind. Frequência (Tf)	1,7	1,2	38%
Ind. Freq. EDP+PSE (Tf)(d)	2,9	3,2	-11%

Métricas Ambientais (a) 1T15 1T14 Δ %

Emissões Atmosféricas (mt)

CO2 (e)	4.845	2.725	78%
NOx	5,0	2,0	151%
SO2	4,6	1,6	199%
Partículas	0,232	0,071	226%

Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)

CO2 (e)	295,8	151,6	95%
NOx	0,31	0,11	175%
SO2	0,28	0,09	228%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)

Emissões directas (Âmbito 1)	4.855	2.730	78%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	544	601	-9%

Consumo de Energia Primária (TJ) (f)	47.682	25.872	84%
---	---------------	---------------	------------

Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	96%	77%	19 p.p.
--	------------	------------	----------------

Utilização de Água (103 m3)	431.846	352.100	23%
------------------------------------	----------------	----------------	------------

Total Resíduos (t)	95.608	59.536	61%
---------------------------	---------------	---------------	------------

Invest. e Gastos Ambientais (€ mil)	22.147	17.656	25%
--	---------------	---------------	------------

Multas e Penalidades Ambientais (€)	778	34.999	-98%
--	------------	---------------	-------------

(a) Excluindo a central de Pécém;

(b) Os dados relativos ao 1T14 foram revistos para o valor de acidentes mortais com terceiros;

(c) Incluindo órgãos sociais executivos;

(d) PSE: Prestadores de Serviços Externos;

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

Métricas Ambientais - Emissões de CO2 (a)

Emissões de CO2

PPA/CMEC

Carvão	1.997	1.223
Fuel Oil & Gás Natural	-	-

Produção Liberalizada

Carvão	2.578	1.259
CCGT	182	77

Regime Especial

Produção Térmica

Produção Livre de Emissões de CO2

Total Emissões de CO2

Absoluto (mtCO2)

1T15	1T14
1.997	1.223
1.997	1.223
-	-
2.760	1.336
2.578	1.259
182	77
88	166
4.845	2.725

Específicas (t/MWh)

1T15	1T14
0,89	0,97
0,89	0,97
-	-
1,12	1,31
1,25	1,46
0,44	0,49
0,29	0,40
0,96	1,01

Produção (g) (GWh)

1T15	1T14
2.248	1.263
2.248	1.263
-	-
2.469	1.020
2.058	862
411	158
309	414
5.026	2.697

11.360	15.275
---------------	---------------

0,30	0,15
-------------	-------------

16.386	17.973
---------------	---------------

(f) Incluindo frota automóvel.

(g) Inclui vapor (1Q14: 278 GWh vs 1Q15: 225 GWh).

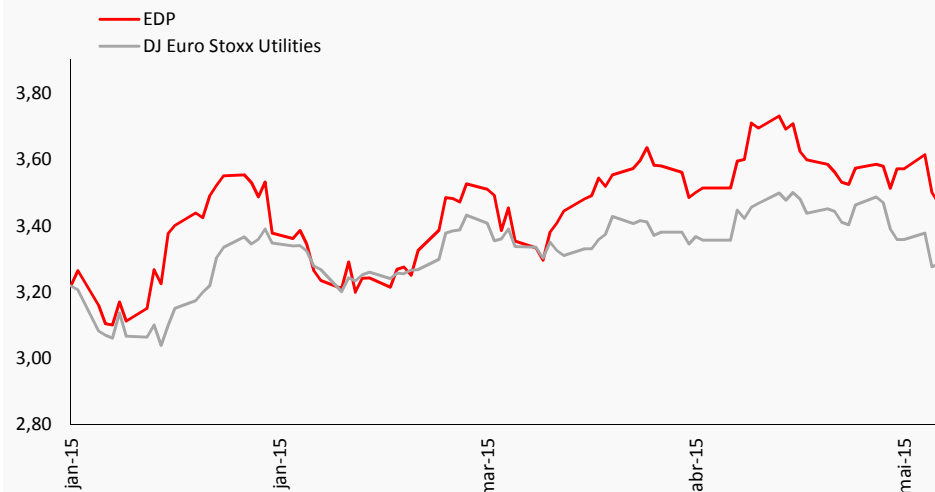
(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas + Outros proveitos operacionais + Outros proveitos financeiros

Valor Económico Distribuído (VED): Custo com vendas de energia e outros + Custos operacionais + Outros custos operacionais + Custos Financeiros + Imposto corrente + Dividendos pagos Valor Económico Acumulado: VEP - VED.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 19-Jan:** Fitch mantém rating da EDP em “BBB-” e outlook em estável
- 23-Jan:** Senhora comunica transacção intra-grupo na participação qualificada na EDP
- 30-Jan:** Standard & Poors mantém rating da EDP em ‘BB+’ e revê outlook para positivo
- 30-Fev:** 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 de 32,18% para a EDP Bandeirante e de 33,27% para a EDP Escelsa
- 27-Fev:** EDP contrata empréstimo de 2.000M€
- 9-Mar:** EDP anuncia mandato e roadshow para operação de titularização do défice tarifário em Portugal
- 18-Mar:** EDP anuncia que encaixará 500M€ pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 13-Abr:** Qatar comunica transacção intra-grupo na participação qualificada na EDP
- 13-Abr:** Blackrock comunica a sua participação qualificada na EDP
- 16-Abr:** EDP emite obrigações no montante de 750M€ com vencimento em abril de 2025
- 21-Abr:** Assembleia Geral Anual da EDP
- 24-Abr:** Blackrock comunica a sua participação qualificada na EDP

EDP em Bolsa	YTD	52W	2014
	02-03-2015		

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,466	3,466	3,218
Max	3,749	3,749	3,749
Min	3,073	3,036	2,620
Média	3,445	3,426	3,286

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	2.344	5.448	4.896
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	26	21	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	680	1.590	1.490
Volume Médio Diário (milhões de acções)	7,6	6,1	5,7

Dados Accções EDP	1T15	1T14	Δ %
-------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	22,7	25,8	-12,0%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director
 Sónia Pimpão
 Elisabete Ferreira
 João Machado
 Maria João Matias
 Noélia Rocha

Tel: +351 21 001 2834
 Email: ir@edp.pt
 Site: www.edp.pt