



1T18

Resultados

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Actividade de Investimento	- 5 -
Cash Flow	- 6 -
Posição Financeira Consolidada	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Áreas de Negócio	
Enquadramento: Mercado Ibérico de Electricidade e Gás	- 10 -
1. Produção e Comercialização no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Eólico & Solar - EDP Renováveis	- 14 -
3. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 18 -
4. Brasil - EDP Brasil	- 20 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 24 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 25 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 26 -
Redes Reguladas: RAB, Rede, Clientes Ligados e Indicadores de performance	- 27 -
Investimentos financ., Activos para venda, Interesses Não Controláveis e Provisões	- 28 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 29 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 30 -

Lisboa, 10 de Maio de 2018

Destaques



Dados-chave Operacionais	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	26.753	25.937	3%	+816
Peso de Renováveis (1)	74%	73%	1%	1p.p.
Produção (GWh)	20.598	19.215	7%	+1.382
Peso de Renováveis (1)	72%	63%		
Clientes (mil)	11.393	11.285	1%	+108
Clientes ligados (mil)	10.248	10.147	1%	+102

Dados-chave Demonstração Resultados (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.393	1.523	-9%	-130
EBITDA	893	1.011	-12%	-118
EBIT	549	648	-15%	-99
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim.	(126)	(197)	36%	+71
Impostos corrente, diferidos e CESE	140	135	4%	+5
Interesses não controláveis	116	100	17%	+17
Resultado líquido (accionistas da EDP)	166	215	-23%	-49

Dados-chave de Performance (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (2)	911	953	-4%	-42
P. Ibérica (Exc. Eólico & Solar) e Outros	368	415	-11%	-47
Eólico & Solar	381	373	2%	+7
Brasil	163	164	-1%	-2
Resultado líquido recorrente (2)	245	258	-5%	-14
OPEX (3)				
OPEX P. Ibérica (€ M)	206	219	-6%	-14
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar	10	10	-4%	-0
OPEX Brasil (BRL M)	257	265	-3%	-8

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	13.818	13.902	-1%	-84
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (4)	3,8x	3,7x	2%	0,1x

No 1T18, a EDP prosseguiu a sua estratégia de crescimento focado em energias renováveis, através da sua subsidiária EDPR, e no Brasil, através da sua subsidiária EDP Brasil. **O peso de energias renováveis no mix de geração aumentou 1pp nos últimos 12 meses, para 74%, em termos de capacidade instalada (+0,6GW eólico; e +0,2GW capacidade hídrica).** Em termos de produção, o peso de renováveis aumentou 9pp em termos homólogos, beneficiando da recuperação de hidraulicidade na P. Ibérica (mas, ainda assim, abaixo da média histórica) e de uma eolicidade 5% acima da média histórica (vs. Cenário P50) nos nossos parques eólicos, durante o 1T18. No Brasil, a EDP concluiu em Abr-18 a compra de uma posição de 19,6% na distribuidora de electricidade CELESC (14,5% dos quais adquiridos no 1T18) e iniciou a execução do programa de investimento de raiz em linhas de transmissão que representa um investimento total esperado de R\$3,1MM a executar até 2022.

O portfolio de contratos com clientes cresceu 1% nos últimos 12 meses, para um total de **11,4 milhões**, reflectindo a nossa forte aposta na satisfação de cliente, qualidade de serviços e maior envolvimento.

O EBITDA no 1T18 ascendeu a €893M. Excluindo o impacto não recorrente de -€18M (detalhe na pág. 3), **o EBITDA ascendeu a €911M.** Note-se que a comparação homóloga de EBITDA é penalizada: (i) pela venda do negócio de distribuição de gás na P. Ibérica, durante o 2S17 (€58 de EBITDA no 1T17) e (ii) pela depreciação do Real (-16%) e USD (-13%) face ao Euro no período (-€54M ou -6%). **Excluindo estes efeitos, o EBITDA cresceu 1% em termos homólogos (+€13M).** Na EDPR, **o EBITDA cresceu 8% excluindo impacto ForEx (+2% em Euro)**, suportado pela expansão média de capacidade (+7%), por uma eolicidade acima da média; apenas parcialmente compensados por uma descida do preço médio de venda. **Na EDP Brasil, o EBITDA cresceu 18% em moeda local (-1% em Euro)**, suportado por melhorias de eficiência (maior disponibilidade na geração, melhoria de controlo das perdas na distribuição) e pela gestão integrada de hedging nos mercados de energia. **O EBITDA recorrente na P. Ibérica caiu 22% em termos homólogos, penalizado por: (i) recuperação de produção hídrica (+1TWh face ao 1T17, ainda assim ~2TWh abaixo da média histórica) e recuperação da margem por MWh vendido no mercado livre ibérico; compensado por (ii) diversas alterações regulatórias em Portugal (-€66M face ao 1T17, ao qual acresce um custo de €18M não recorrente no 1T18) que afectaram a produção (redução dos proveitos com CMECs, acréscimo de impostos e novas taxas) e na distribuição (corte de 14% nos proveitos no âmbito de revisão regulatória para 2018-2020).**

Em termos de eficiência operacional, os custos com pessoal e serviços externos (OPEX) aumentaram 1% (excluindo impacto cambial), reflexo de importantes melhorias em todas as divisões: o OPEX na P. Ibérica caiu 1%, o rácio Core Opex/MW médio na EDPR diminuiu 1% em termos homólogos (excluindo o impacto cambial, impactos não recorrentes e custos com projectos offshore que foram imputados às respectivas SPV's dos projectos) e o OPEX na EDP Brasil recuou 3% face ao 1T17, em moeda local.

A Dívida líquida caiu €0,1MM face a Dez-17, para €13,8MM em Mar-18, uma vez que o Cash flow orgânico gerado (€0,3MM) foi compensado por um investimento líquido em expansão, dedicado a nova capacidade renovável e Brasil (€0,3MM); enquanto o impacto cambial foi positivo em €0,1MM.

Os resultados financeiros líquidos (incluindo resultados com Associadas e JVs) melhoraram 36% face ao 1T17 (+€71M), para -€126M no 1T18, suportados por uma redução continuada de juros líquidos suportados (-16%) decorrente da melhoria do custo médio da dívida (de 4,3% para 3,8%) e a descida da dívida média líquida (-15% face ao 1T17, ou -€2,4MM).

Em suma, o resultado líquido atingiu €166M no 1T18. Excluindo efeitos não recorrentes (conforme pág. 4), o resultado líquido recorrente caiu 5% para €245M, já que o crescimento na EDPR e na EDPB foi mais que compensado pelas alterações regulatórias adversas em Portugal.

Em 5-Abr-18, os accionistas da EDP aprovaram o pagamento de dividendo referente ao exercício de 2017, num valor de €695M (€0.19/acção), o qual foi pago em 2-Mai-18, integralmente em dinheiro.

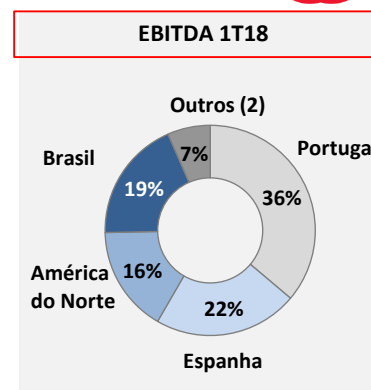
(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); Pro-forma 2017 exclui contribuição de redes de gás em 2017 (EBITDA: €58M; Resultado líquido: €27M);

(3) OPEX = FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais; (4) Líquido de Activos regulatórios; Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses de €3.423M e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl. juros).

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	1T18 YoY Δ % Δ Abs.
Produção e Comerc. P. Ibérica	185	201	-8%	-15	201	160	158	36	185	-	-	-	-8% -15
Redes Reguladas P. Ibérica	159	265	-40%	-105	265	248	205	181	159	-	-	-	-40% -105
Eólico e Solar	381	373	2%	+7	373	345	272	376	381	-	-	-	2% 7
Brasil	163	164	-1%	-2	164	151	148	151	163	-	-	-	-1% -2
Outros	5	8	-38%	-3	8	(13)	583	(23)	5	-	-	-	-38% -3
EBITDA Consolidado	893	1.011	-12%	-118	1.011	892	1.367	721	893	-	-	-	-12% -118
- Redes de Gás na P. Ibérica (1)	-	58	-	-58	58	44	24	2	-	-	-	-	- -58
EBITDA Pró-forma	893	953	-6%	-60	953	848	1.343	718	893	-	-	-	-6% -60



O EBITDA reportado do grupo EDP atingiu €893M no 1T18 (-12% vs. 1T17). No entanto, considerando o EBITDA pro-forma do 1T17 (excluindo €58M relativos às redes de gás da P. Ibérica, alienadas no 2S17) e desconsiderando o impacto de -€18M não-recorrente relativo à revisão em baixa do contabilizado em 2017 quanto ao ajustamento final do CMEC; o EBITDA recorrente proforma caiu 4% vs. 1T17 incluindo o impacto de -€54M relativo ao efeito cambial no 1T18 (devido à depreciação do USD e BRL vs. EUR). Excluindo o impacto cambial, **o EBITDA recorrente proforma subiria 1% vs. 1T17 (+€13M), para €966M no 1T18 suportado pela EDP Brasil (+18% em moeda local) e EDPR (+8% ex-ForEx)**. As operações no mercado na P. Ibérica mostraram **alguma recuperação homóloga nos volumes hídricos no 1T18 (mas ainda abaixo da média histórica)**, o que foi no entanto mitigado pelas **alterações regulatórias adversas em Portugal**: na geração, menores receitas com CMEC desde Jul-17 e maiores impostos e taxas na geração desde Ago-17; na distribuição, menores receitas reguladas na distribuição desde 1-Jan-18, fruto dos novos termos regulatórios definidos em Dez-17 para 2018-2020.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (43% do EBITDA) - O EBITDA subiu 2% face ao 1T17, para €381M, impactado pelo efeito cambial de -€23M (sobretudo devido à depreciação de 13% do USD). **Ajustado deste efeito o EBITDA cresce 8%**, suportado por (i) aumento da capacidade média em operação de 7%; (ii) maiores recursos eólicos em termos homólogos (105% da média histórica no 1T18 face a 101% no 1T17); (iii) menor preço médio de venda -5% ex-Forex (menores receitas com certificados verdes na Polónia e Roménia e menores preços dos novos PPAs estabelecidos nos EUA fruto de menores custos por MWh); e (iv) menores receitas com parcerias institucionais tax equity (-€18M) nos EUA (alguns parques eólicos a chegarem aos 10 anos de vida útil).

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (21% do EBITDA) - O EBITDA desceu 8% em termos homólogos, para €185M no 1T18, incluindo €18M de custo não-recorrente relativo à revisão em baixa do contabilizado em 2017 quanto ao ajustamento final do CMEC (de €256M para €154M, mais detalhe na p.11). **Excluindo este efeito, o EBITDA recorrente subiu 2% em termos homólogos, para €204M no 1T18**, já que a melhoria homóloga material da produção hídrica e margem integrada do mercado liberalizado foi mitigada pelas alterações regulatórias em Portugal: o aumento do clawback desde Ago-17 (-€15M vs. 1T17) e provisão para diferença entre CMEC final reconhecido e homologado em 3 de Maio.

A produção hídrica aumentou 37% vs. 1T17 (~+1TWh vs. 1T17), ainda assim ficando ~2TWh abaixo da média histórica para o 1T, já que os recursos hídricos de Março serviram para repor reservatórios dos níveis extremamente baixos de Fev-18 para níveis em linha com a média histórica no final do trimestre. Adicionalmente, a manutenção de preços pool altos no 1T18 não permitiu melhorias significativas nos resultados de gestão de energia. O EBITDA da comercialização foi negativo em €20M (-€21M vs. 1T17), já que as margens foram penalizadas pelo alto custo com o aprovisionamento no mercado da P. Ibérica e por algumas alterações regulatórias adversas em Portugal.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (18% do EBITDA) – Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica (€58M EBITDA no 1T17), que foi vendida no 2S17, o EBITDA das redes reguladas desceu 23% em termos homólogos, para €159M no 1T18, essencialmente suportado por: (i) em Portugal (79% do total), novos termos regulatórios aplicáveis à distribuição e CUR de electricidade a partir de 1-Jan-18 e pela menores taxas das obrigações do tesouro a 10 anos, que explicam, em larga medida, a redução da margem bruta em €42M; e (ii) em Espanha (21% do total), a abordagem prudente face a uma possível alteração regulatória ainda antes do final do período regulatório em curso.

BRASIL (18% do EBITDA) – O EBITDA diminuiu 1% em termos homólogos, para €163M no 1T18, influenciado por um impacto de -€31M decorrente da desvalorização de 16% do BRL vs. EUR. **Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil aumentou 18% (+R\$99M) em termos homólogos para R\$649M no 1T18**. O EBITDA da geração e comercialização aumentou R\$63M para R\$420M, reflectindo (i) para Pecém, a redução nas penalidades por indisponibilidade; (ii) na geração hídrica, o impacto positivo de GSF e PLD mais altos no 1T18; e (iii) na comercialização, o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$11M em termos homólogos). O EBITDA da distribuição aumentou 13% (R\$28M) em termos homólogos devido à trajectória na redução das perdas (+R\$17M) e ao impacto positivo em termos homólogos da sobre-contratação de energia (+R\$11M vs. 1T17).

(i) *Itens não recorrentes: -€18M no 1T18*, relativo à provisão da diferença do ajustamento final do CMEC contabilizado no 2S17 e homologado a 3 de Maio.

(1) Negócio de distribuição de gás na P. Ibérica, alienado em jul-17 (Espanha) e Out-17 (Portugal); (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Itália, Bélgica, Reino Unido.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.	2T17	3T17	4T17	1T18	1T18 QoQ Δ %	Δ Abs.
EBITDA	893	1.011	-12%	-118	892	1.367	721	893	24%	172
Provisões	(7)	4	-	-11	(2)	(0)	(5)	(7)	42%	-2
Amortizações e imparidades exercício	351	359	-2%	-8	349	346	621	351	-43%	-270
EBIT	549	648	-15%	-99	545	1.021	105	549	423%	444
Juros financeiros líquidos	(148)	(175)	16%	28	(168)	(167)	(180)	(148)	-18%	33
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	6	19	-65%	-12	2	3	(4)	6	-258%	11
Custos financeiros capitalizados	7	10	-33%	-3	6	8	9	7	-26%	-2
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(44)	(51)	15%	8	(43)	(44)	(49)	(44)	-12%	6
Diferenças de câmbio e derivados	25	(5)	-	29	(12)	(28)	9	25	173%	16
Rendimentos de participações de capital	(8)	(7)	-4%	-0	(2)	(8)	(8)	(8)	-	0
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	15	0	-	14	24	0	4	15	245%	10
Outros ganhos e perdas financeiros	19	13	46%	6	19	12	4	19	419%	15
Resultados Financeiros	(127)	(197)	35%	69	(173)	(223)	(215)	(127)	-41%	88
Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 28)	1	(1)	-	2	8	4	1	1	82%	1
Resultados Antes de Impostos	423	450	-6%	-28	379	801	(110)	423	-485%	532
IRC e Impostos Diferidos	74	66	13%	8	53	56	(165)	74	-145%	239
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>18%</i>	<i>15%</i>	<i>-</i>	<i>2,9 pp</i>	<i>14%</i>	<i>7%</i>	<i>150%</i>	<i>18%</i>	<i>0%</i>	<i>-1,3 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	66	70	-5%	-3	(2)	2	(0)	66	-	67
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)	116	100	17%	17	93	47	89	116	31%	28
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	166	215	-23%	-49	235	696	(33)	166	-597%	199

As **amortizações e imparidades** caíram 2% em termos homólogos (-€8M), para €351M no 1T18, suportadas pela exclusão de perímetro de consolidação dos activos de distribuição de gás (€12M no 1T17) e pelo impacto cambial (-€18M em termos homólogos). No 1T18, esta rubrica reflecte o impacto das novas adições de capacidade nos últimos 12 meses.

Os **resultados financeiros líquidos** melhoraram 35% face ao 1T17 (+€69M) para -€127M no 1T18, impulsionados por um lado pela queda na dívida líquida e seu respectivo custo (+€28M); e ainda por diferenças de câmbio e derivados mais favoráveis (€25M no 1T18, +€29M vs. 1T17). Os **juros financeiros líquidos caíram 16% em termos homólogos** para €148M no 1T18, reflexo da redução em 15% da dívida ao longo de 2017 (-€2,4MM em termos médios) e da melhoria em 50pb no custo médio da dívida (de 4,3% no 1T17 para 3,8% no 1T18), suportada pela melhoria de condições de financiamento e gestão de dívida no 4T17. Os custos financeiros capitalizados, no valor de €7M no 1T18 (€3M abaixo de 1T17, decorrente do fim da construção de nova capacidade hídrica), decorrem essencialmente do investimento em curso em nova capacidade eólica e nas redes reguladas. Adicionalmente, importa destacar o impacto líquido neutro de (i) menores proveitos relacionados com activos regulatórios (-€12M vs. 1T17, em €6M no 1T18, suportado por um menor retorno na dívida regulatória financiada pela EDP); e (ii) ganho registado na venda de uma posição de 20% no nosso projecto offshore no Reino Unido.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** ascenderam a €1M no 1T18 (+€2M vs. 1T17), suportados por uma melhoria de resultados das participações em centrais hídricas no Brasil e na EDPR. (Detalhe na pág. 28)

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €74M no 1T18 (+€8M vs. 1T17), traduzindo uma taxa de imposto efectiva de 18%.

Os **interesses não controláveis** totalizaram €116M no 1T18, um aumento de €17M em termos homólogos, impulsionado pela subida do resultado líquido nas subsidiárias EDPR e na EDP Brasil; e por um acréscimo de participações minoritárias ao nível da EDPR na sequência da venda no 2T17 de 49% em alguns parques eólicos em Portugal à CTG. (Detalhes na página 28).

Em suma, o resultado líquido atingiu €166M no 1T18. Excluindo efeitos não recorrentes*, o resultado líquido recorrente caiu 5% para €245M, já que o crescimento na EDPR e na EDPB foi mais que compensado pelas alterações regulatórias adversas em Portugal.

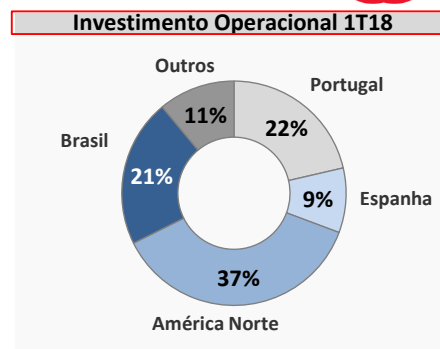
(*) *Eventos não recorrentes: (i) no 1T17, -€70M relativos à CESE em Portugal; (ii) no 1T18, -€79M, correspondente à CESE em Portugal (-€66M) e à provisão do impacto em resultados referente a 2S17, correspondente à diferença entre o ajustamento final do CMEC reconhecido em 2017 e o homologado a 3 de Maio (-€13M).*

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

Actividade de Investimento



Invest. Operacional (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
Expansão	283	112	153%	+171	112	351	188	365	283			
Eólico & Solar	265	93	186%	+173	93	331	291	337	265			
Brasil	5	-	-	+5	-	1	1	9	5			
P. Ibérica e Outro	13	19	-32%	-6	19	19	(103)	20	13			
Manutenção	85	140	-40%	-56	140	144	143	282	85			
Redes Reguladas P. Ibérica	34	73	-53%	-39	73	73	71	132	34			
Redes Reguladas Brasil	26	42	-38%	-16	42	35	39	41	26			
Outro	24	25	-3%	-1	25	36	32	109	24			
Investim. Operacional Consolidado	368	252	46%	+115	252	495	331	647	368			



Investimentos/(Desinvestimentos) Financeiros Líquidos (1) (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	64	18	256%	+46
Perímetro EDPR	-	2	-	-2
Perímetro EDP Brasil	64	10	510%	+53
OPA sobre EDPR	-	0	-	-0
P. Ibérica e Outros	-	5	-	-5
Desinvestimentos	70	0	n.m.	+70
Perímetro EDPR	40	0	n.m.	+40
Perímetro EDP Brasil	-	-	-	-
Venda de Naturgas (NED)	29	-	-	+29
P. Ibérica e Outro	1	0	167%	+0
Investim. Financeiro Líquido	(6)	17	-	-24

O **investimento operacional consolidado** registou uma subida de 46% em termos homólogos, para €368M no 1T18, sustentada pelo aumento de investimento em projectos de expansão. De acordo com a estratégia da EDP, 91% do total de investimento operacional foi dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo, incluindo projectos de expansão (77% do investimento operacional total, totalmente dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo).

O **investimento operacional de manutenção** (€85M no 1T18) foi maioritariamente absorvido pelas redes reguladas no Brasil e na P. Ibérica (71% do total de investimento operacional de manutenção). A queda de 40% vs. 1T17 está relacionada sobretudo com diferenças de timing de alguns investimentos, as quais deverão desaparecer nos próximos trimestres.

O **investimento em expansão** foi dedicado à construção de capacidade renovável (essencialmente eólica onshore) e a novas linhas de transmissão no Brasil:

1) Nova capacidade eólica e solar: o investimento atingiu €265M no 1T18, do qual 51% na América do Norte, 17% no Brasil e 32% na Europa. A capacidade eólica *onshore* em construção a Mar-18 ascendia a 1.042 MW: 65% nos EUA, 13% no Brasil e 22% na Europa.

2) Novas linhas de transmissão no Brasil: o investimento no 1T18 foi ainda reduzido (€5M), dado que a execução do investimento planeado de R\$3,1MM (c€0,8MM) até 2022 (5 novas linhas de transmissão no Brasil) estará concentrado no período 2019-2021 (95% do investimento esperado total).

Sumário de Actividade Expansão (1) (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	283	112	153%	+171
Investim. Financeiro Líquido	(6)	17	-	-24
Encaixe Parcerias Institucionais	(0)	(2)	78%	+1
Outro (2)	55	503	-89%	-448
Total	332	631	-47%	-299

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €6M, incluindo a aquisição de 14,46% da Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina) no Brasil por €61M, a venda de uma participação de 20% do parque eólico *offshore* em UK (Moray East) por €40M e o recebimento de €29M adicionais no 1T18 da venda da Naturgas Energia Distribución ('NED'). Em Abr-18, a EDP Brasil aumentou a sua posição na Celesc para 19,6%, aumentando o investimento total na empresa para R\$0,3MM.

Em conclusão, a actividade de expansão líquida resultou num investimento líquido total de €332M no 1T18, ficando aquém do montante registado no 1T17 (€631M), por força do efeito de consolidação integral, no 4T17, da capacidade eólica no México. O montante total líquido despendido em expansão no 1T18 reflecte também a ausência de qualquer encaixe de novas parcerias institucionais nos EUA e menor dívida a fornecedores de imobilizado em balanço.

(1) Inclui suprimentos; (2) Inclui Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, alterações de perímetro de consolidação e outros.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	3.673	3.947	-7%	-274
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	255	593	-57%	-338
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(3.146)	(3.163)	1%	+16
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(189)	(477)	60%	+288
Fluxo gerado pelas operações	592	900	-34%	-308
Receb./ (pagamentos) de imposto s/ o rendimento	6	(32)	-	+38
Fluxo das Actividades Operacionais	598	868	-31%	-269
Fluxo das Actividades de Investimento	(474)	(544)	13%	+70
Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.159)	(288)	-302%	-871
Variação de caixa e seus equivalentes	(1.034)	36	-	-1.070
Efeito das diferenças de câmbio	(27)	7	-	-34

Variação da Dívida Líquida (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (1)	585	757	-23%	-172
EBITDA recorrente	911	1.011	-10%	-100
Investimento em Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(326)	(254)	-28%	-72
Investimento Operacional em Manutenção	(100)	(140)	29%	+41
Juros financeiros líquidos pagos	(141)	(165)	15%	+24
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(46)	(67)	32%	+21
Outro	(18)	(18)	-1%	-0
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	281	367	-23%	-86
Expansão	(332)	(631)	47%	+299
Expansion capex	(283)	(112)	-153%	-171
Net Fin. Investm./Divestments (1)	6	(17)	-	+24
Proceeds from Institut. Partnerships in US wind	0	2	-78%	-1
Other	(55)	(503)	89%	+448
Varição de Activos Regulatórios	14	314	-96%	-301
Dividendos pagos a Accionistas EDP	-	-	-	-
Variações Cambiais	116	30	283%	+86
Outros (Incluindo ajustamentos não recorrentes)	5	(204)	-	+210
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	84	(124)	-	+209

Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	893	1.011	-12%	-118
Imposto corrente	(70)	(174)	60%	+104
Juros financeiros líquidos	(148)	(175)	16%	+28
Resultados de associadas e dividendos	(6)	(1)	-970%	-6
Ajustamentos a FFO	(21)	(33)	38%	+13
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	648	628	3%	+20

O **fluxo de caixa orgânico recorrente** ascendeu a €281M no 1T18, reflectindo por um lado o impacto da queda do fluxo de caixa operacional recorrente, marcado pelos desenvolvimentos regulatórios adversos em Portugal e pela seca na P. Ibérica (ainda verificada nos primeiros 2 meses de 2018, mais detalhes na pág.3) e por outro a subida do working capital, fruto de um aumento dos montantes a receber relacionado com maiores volumes de energia vendida em Mar-18, ainda não recebidos. Estes impactos foram parcialmente mitigados por um decréscimo de juros pagos no seguimento da trajectória da EDP de redução de dívida e de custos com juros, e por uma redução de pagamentos de TEIs nos EUA. Note-se que o investimento operacional de manutenção, que ascendeu a €100M, inclui working capital de fornecedores de activos fixos.

O **investimento de expansão líquido de desinvestimentos** totalizou €332M em 1T18 (€264M menor que no 1T17), traduzindo sobretudo os trabalhos de construção de nova capacidade eólica, o investimento na CELESC (€61M) e a venda de participação de 20% no projecto offshore de Moray no UK (£36M). De notar que o 1T17 foi impactado pela consolidação integral do parque Eólica de Coahuila no México com 200MW (€0.2MM) e por maiores pagamentos a fornecedores de activos fixos (€0.3MM).

Os **activos regulatórios** no 1T18 ficaram praticamente em linha com período homólogo, enquanto no 1T17 tiveram uma queda de €0.3MM fruto de maiores operações de securitização.

As **variações cambiais** afectaram positivamente a dívida líquida em €116M em 1T18, em virtude da depreciação do USD (-13%; €78M) e do BRL (-17%; €38M) face ao Euro comparativamente a Dez-16.

Os impactos não recorrentes (incluídos em **Outros**) não foram materiais no 1T18, enquanto que no 1T17 esta rubrica incluía um pagamento de IVA no valor de €0,2MM (recuperado no 4T17).

Em conclusão, a **dívida líquida** diminuiu €84M vs. Dez-17 para €13,8MM a Mar-18.

O **FFO cresceu 3% vs. 1T17, totalizando €648M no 1T18**, reflexo de (i) uma queda de €118M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) uma diminuição de €104M do imposto corrente, fortemente influenciado por maiores vendas de activos regulatórios a receber em Portugal durante 1T17 (~€0,6MM) face a 1T18 (€0,15MM); e (iii) um decréscimo de €28M dos juros financeiros líquidos.

(1) Excluindo Activos Regulatórios.

Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Mar. vs. Dez.		
	Mar-18	Dez-17	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.519	22.731	-211
Activos intangíveis	4.716	4.747	-31
Goodwill	2.204	2.233	-28
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhe pág 28)	1.227	1.236	-9
Impostos, correntes e diferidos	1.391	1.390	1
Inventários	304	266	39
Outros activos, líquido	7.149	7.028	121
Depósitos colaterais	42	45	-3
Caixa e equivalentes de caixa	1.339	2.400	-1.061
Total do Activo	40.892	42.075	-1.183

Capital Próprio (€ M)	Mar-18	Dez-17	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.593	9.546	47
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)	3.943	3.934	8
Total do Capital Próprio	13.535	13.480	55

Passivo (€M)	Mar-18	Dez-17	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	15.752	16.918	-1.166
Médio e longo prazo	14.589	15.470	-880
Curto prazo	1.163	1.448	-285
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.492	1.522	-31
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.133	1.249	-116
Provisões	818	753	65
Impostos, correntes e diferidos	1.201	1.122	79
Proveitos diferidos de invest. institucionais	897	915	-17
Outros passivos, líquido	6.064	6.117	-53
Total do Passivo	27.357	28.595	-1.238
Total do Capital Próprio e Passivo	40.892	42.075	-1.183

Benefícios aos Empregados (€M)	Mar-18	Dez-17	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.492	1.522	-31
Pensões	736	763	-27
Actos médicos e outros	756	759	-3
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-449	-459	9
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	1.042	1.064	-21

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-18	Dez-17	Δ Abs.
Receb. Futuros Actividade Regulada (antes imp.)	862	870	-8
Portugal - Distribuição (1)	679	608	71
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	160	237	-76
Brasil	23	26	-3
Ajustamento "Fair value" (+)	5	-	5
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-266	-266	0
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	601	604	-3

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,2MM vs. Dez-17 para €27,2MM a Mar-18, afectado essencialmente por -€0,3MM relativos a diferenças de taxas de câmbio decorrentes da desvalorização do USD (-8%) e do BRL (-3%) vs. EUR entre Dez-17 e Mar-18. A Mar-18, o imobilizado em curso ascendeu a €2,1MM (8% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 57% proveniente da EDPR, 8% da EDP Brasil e 35% ao nível da EDP.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** ficaram estáveis vs. Dez-17. Note-se que a central hídrica de Pebble e outras centrais mini-hídricas (a maioria em Portugal) estão classificadas como activos detidos para venda. De notar que, a Mar-18, os investimentos financeiros incluem: i) €301M ao nível da EDPR, correspondentes a participações em parques eólicos (356MW) nos EUA e em Espanha, e participações de 57% e 43% em projectos *offshore* no Reino Unido e em França, respectivamente; ii) €432M ao nível da EDP Brasil, maioritariamente relacionados com as participações na Celesc (14%), Jari (50%), Cachoeira-Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); e iii) €270M ao nível da EDP, incluindo uma participação de 50% na EDP Ásia (empresa detentora de 21% na CEM) e outros.

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, caíram 0,1MM para €0,2MM em Mar-18, influenciados por um aumento do IVA e no IRC a pagar. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu um aumento de €0,1MM vs. Dez-17 para €7,1MM a Mar-18, suportado essencialmente por montantes a receber relacionados com o aumento dos volumes de energia vendida a Mar-18. De salientar que outros activos (líquidos) incluem €0,2MM a receber da venda da Naturgas Distribución. O montante total nominal de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** permaneceu praticamente constante vs. Dez-18, a €862M a Mar-18 (**€601M líquidos de impostos**).

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram €0,05MM, para €9,6MM a Mar-18, reflectindo €0,2MM de resultado líquido gerado no período e o impacto de diferenças no câmbio a nível da consolidação, no seguimento da depreciação do USD e do BRL vs. EUR. Os **interesses não controláveis** mantiveram-se constantes em relação a Dez-17, a €3,9MM a Mar-18, dado que os resultados atribuíveis a minoritários no período foram mitigados pela depreciação do USD e do BRL vs. EUR.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** caiu €0,03MM face a Dez-17 para €1,5MM a Mar-18 (**€1,0MM, líquido de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos no 1T18.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,1MM vs. Dez-17 para €1,1MM a Mar-18, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de "tax equity" durante o período e a desvalorização do USD face ao Euro.

As **Provisões** em 2017 ascenderam a €818M, onde 56% correspondem ao desmantelamento de centrais (dos quais ~58% são ao nível da EDPR). O aumento de €65M no 1T18 está maioritariamente relacionado com a Contribuição Extraordinária do Sector Energético (CESE) em Portugal.

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

Dívida Financeira Líquida



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Mar-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	13.001	14.079	-8%	-1.078
EDP S.A. e EDP Finance BV	13.001	14.079	-8%	-1.078
EDP Renováveis	977	992	-1%	-15
EDP Brasil	1.539	1.504	2%	36
Juros da dívida a liquidar	165	261	-37%	-96
"Fair Value"(cobertura dívida)	68	81	-16%	-13
Derivados associados com dívida (2)	(101)	(141)	29%	41
Depósitos colaterais associados com dívida	(42)	(45)	7%	3
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(376)	(391)	4%	15
Dívida Financeira	15.233	16.340	-7%	-1.107
Caixa e Equivalentes	1.339	2.400	-44%	-1.061
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	544	1.608	-66%	-1.065
EDP Renováveis	418	388	8%	30
EDP Brasil	377	404	-7%	-26
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	76	38	102%	38

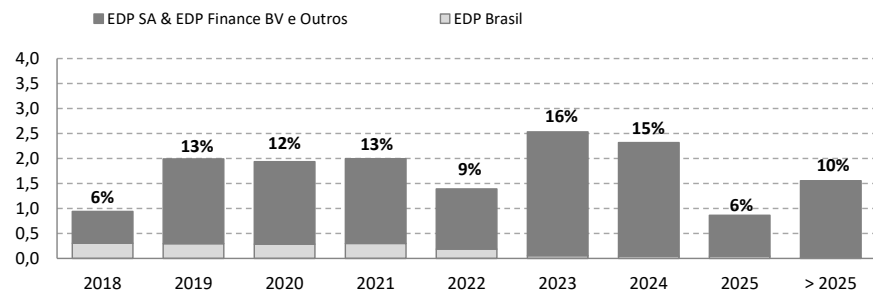
Dívida líquida do Grupo EDP	13.818	13.902	-1%	-84
------------------------------------	---------------	---------------	------------	------------

Linhas de Crédito em Mar-18 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	jul/19
Linha Crédito "Revolving"	3.300	22	3.300	out/22
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	1.240	mar/23
Linhas Crédito Domésticas	226	10	226	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2021
Total Linhas Crédito	5.941		4.941	

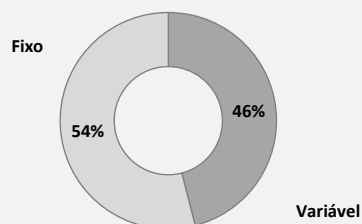
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	08/08/2017	03/04/2017	14/12/2017

Rácios de Dívida	Mar-18 (3)	Dez-17
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,8x	3,7x

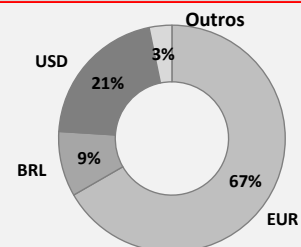
Maturidade da Dívida a Mar-18 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Mar-18 (1)
--



Dívida por Tipo de moeda - Mar-18 (1)



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

Em Dez-17, a **Fitch** reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB-", com Outlook 'Estável'. Em Ago-17, a **S&P** subiu a notação de rating da EDP para "BBB-" com Outlook 'Estável'. Em Abr-17, a **Moody's** manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. A subida de rating da S&P ocorreu no seguimento da conclusão da venda do negócio de distribuição de gás em Espanha da EDP, cujo encaixe financeiro foi parcialmente aplicado na aquisição de acções da EDP Renováveis. A S&P espera a melhoria da métricas de crédito da EDP, suportada por uma redução material da dívida com o valor das alienações e com a melhoria da performance operacional, sendo que na perspectiva da Moody's as transações são consistentes com o Plano Estratégico 2016-20 da EDP, contribuindo para a redução do seu nível de endividamento.

No que se refere às **principais operações de refinanciamento no 1T18**, em Fev-18 a EDP amortizou USD531 de uma obrigação de USD1.000M com cupão de 6%, da qual USD 469M tinham sido recomprados em Dez-16. Em Mar-18, a EDP assinou um "Revolving Credit Facility" ("RCF") de €2.240M com maturidade a 5 anos (com opção de estender por mais 2 anos adicionais), que pode ser levantado tanto em EUR como em USD, substituindo uma RCF cuja maturidade seria atingida a Fev-20. As emissões de obrigações da EDP estão em linha com a política financeira da EDP de alargar o prazo médio da dívida contribuindo para a melhoria das suas métricas de crédito e execução dos seus objectivos de desalavancagem financeira.

Em Mar-18, a **maturidade média da dívida** era de 4,9 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 76% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários.

As necessidades de refinanciamento para 2018 ascendem a €0,9MM, dos quais €0,4MM em obrigações e €0,6MM em empréstimos bancários (incluindo €0,3MM de empréstimos cuja maturidade seria atingida em 2019 e que foram pagos em Abr-18). **Em 2019 e 2020** as necessidades de refinanciamento totalizam €3,9MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €6,3MM a Mar-18. Assim, a posição de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2020.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanco Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T18	1T17	Δ%	1T18	1T17	Δ%	1T18	1T17	Δ%
Hidroeléctrica	3,6	2,8	31%	9,7	7,5	29%	13,3	10,3	30%
Nuclear	-	-	-	14,2	15,3	-7%	14,2	15,3	-7%
Carvão	2,4	3,1	-22%	7,9	10,3	-24%	10,3	13,4	-23%
CCGT	2,2	2,7	-21%	5,5	5,9	-7%	7,6	8,6	-12%
(-) Bombagem	(0,6)	(0,6)	15%	(1,4)	(1,3)	3%	(2,0)	(1,9)	7%
Regime Convencional	7,5	8,0	-6%	35,8	37,7	-5%	43,4	45,7	-5%
Eólica	4,5	3,7	19%	17,6	14,4	22%	22,1	18,1	22%
Outras	2,4	2,4	2%	11,0	10,9	1%	13,4	13,2	1%
Regime Especial	6,9	6,1	13%	28,6	25,2	13%	35,5	31,4	13%
Importação/(exportação)	(0,9)	(1,2)	-28%	1,6	1,2	33%	0,8	0,0	2.442%
Consumo Referido à Emissão	13,6	13,0	4,7%	66,0	64,2	2,9%	79,6	77,1	3,2%
Corrigido temperatura, dias úteis			3,1%			2,0%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T18	1T17	Δ%	1T18	1T17	Δ%	1T18	1T17	Δ%
Procura convencional	11,5	11,4	1%	88,5	83,0	7%	100,0	94,4	6%
Procura para produção electricidade	4,5	5,7	-21%	13,1	13,5	-3%	17,6	19,2	-8%
Procura Total	16,0	17,1	-6%	101,6	96,5	5%	117,6	113,6	4%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 3,2% no 1T18, após temperaturas significativamente abaixo do normal nos meses de Fevereiro e Março. Em Espanha (83% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 2,0% face ao 1T17. Em Portugal (17% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 3,1% face ao 1T17, influenciada quer pelo segmento residencial quer industrial.

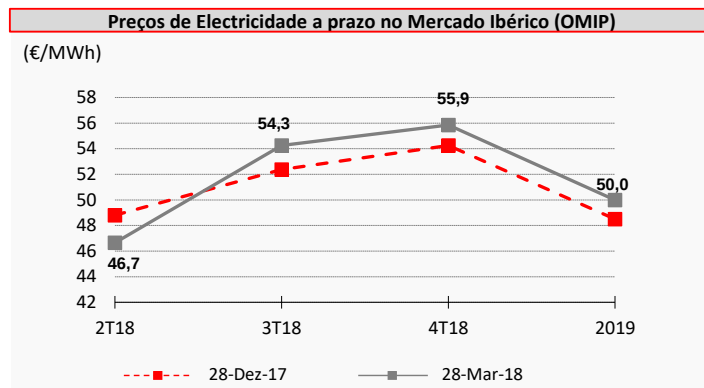
A capacidade instalada na P. Ibérica permaneceu relativamente estável em 119GW no 1T18, reflectindo o impacto combinado do comissionamento da nossa nova central de Foz Tua (263 MW com bombagem) e uma redução da capacidade instalada em cogeração (-0,2GW).

A procura residual térmica (PRT) diminuiu 19% no 1T18 (-4,1TWh) face ao 1T17, suportada por: (i) aumento de 3,9TWh da produção eólica, sustentado por recursos eólicos excepcionais no período; (ii) aumento de 2,9TWh da produção hídrica (em termos líquidos de bombagem), na sequência de um crescimento de 84% em Mar-18, em termos homólogos, na sequência de um forte nível precipitação neste mês que permitiu uma recuperação do coeficiente de hidraulicidade para 0,93 em Portugal em Mar-18 (face a 0,39 em Fev-18 e 0,64 em Mar-17); e (iii) aumento de 0,7TWh das importações líquidas. A produção nuclear caiu 1,1TWh, reflectindo diversas paragens. Como consequência, a produção a carvão diminuiu 23% em (-3,1TWh) e a produção das CCGT desceu 12% (-1,0TWh), ambas face ao 1T17, registando factores de utilização médios de 42% (-13pp face ao 1T17) e 12% (-2pp face ao 1T17). Em termos gerais, o crescimento da procura na P. Ibérica (+2,5TWh) foi satisfeito pelo aumento da produção eólica e hídrica, que no total representaram 62% da procura total de electricidade na P. Ibérica, o que significa um crescimento de 4pp face ao 1T17.

O preço médio à vista em Espanha disparou caiu 13% em termos homólogos, para cerca de €48/MWh, em grande medida devido a uma maior estabilidade do parque nuclear em França no 1T18 face ao 1T17 e pela recuperação dos recursos hídricos e eólicos em Mar-18. Adicionalmente, o preço médio à vista durante o 1T18 foi influenciado pelo tempo mais do que o normal em Fevereiro e Março, pelo baixo nível dos reservatórios e pelo preço elevado das commodities. O preço médio de CO₂ disparou 90% no 1T18 em termos homólogos, para €9,8/ton no 1T18. O preço médio final de electricidade em Espanha diminuiu 13% face ao 1T17, para 55€/MWh no 1T18, em linha com a evolução do preço spot. A diferença entre o preço final de electricidade e o preço da pool é essencialmente explicada pela modulação horária e contribuição do mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo cresceu 4% no 1T18 face ao 1T17, reflectindo o impacto combinado de: (i) um aumento de 6% na procura de gás convencional (86% do total na P. Ibérica), derivado sobretudo de Espanha; e (ii) uma diminuição de 8% no consumo de gás para produção de electricidade (14% do total na P. Ibérica), devido a uma redução da procura residual térmica.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T18	1T17	Δ%
Hídrica	24,4	24,2	1%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,3	0%
CCGT	28,8	28,8	0%
Regime Convencional	71,5	71,3	0%
Eólica	28,4	28,4	0%
PRE's (outras)	19,4	19,6	-1%
Regime Especial	47,8	48,1	-1%
Total	119,3	119,3	0%



Factores Chave (1)	1T18	1T17	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,93	0,64	45%
Espanha	1,20	0,70	71%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,18	1,00	18%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	49	56	-13%
Espanha	48	56	-13%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	55	64	-13%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	9,8	5,2	90%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	87	81	7%
Mibgas (€/MWh)	22	25	-11%
Gás NBP, €/MWh	22	19	13%
Brent, USD/Barril	67	54	24%
EUR/USD	1,23	1,06	15%

Produção e Comercialização no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	357	359	0%	-1
OPEX (1)	109	109	0%	-0
Outros custos operacionais (liq.)	64	49	28%	+14
Custos Operacionais Líquidos	172	158	9%	+14
EBITDA	185	201	-8%	-15
Amortizações, imparidades e provisões	93	92	1%	+1
EBIT	92	109	-15%	-17

A 3-Mai-18, a EDP tomou conhecimento, por carta da DGEG, da homologação do valor de €154M do ajustamento final do CMEC, conforme proposto pela ERSE. Nesse sentido, não obstante a EDP se encontrar neste momento a analisar os fundamentos técnicos e legais da referida homologação, foi registada uma provisão pela diferença dos valores já reconhecidos nos resultados do Grupo, traduzindo-se num impacto de -€24M no EBITDA, do qual -€18M é referente ao 2S17 (não recorrente).

Excluindo o impacto não recorrente do CMEC, o EBITDA recorrente subiu 2% em termos homólogos, para €204M no 1T18, já que a melhoria homóloga material da produção hídrica e margem integrada do mercado liberalizado foi mitigada pelas alterações regulatórias em Portugal: o aumento do clawback desde Ago-17 (-€15M vs. 1T17), custos com tarifa social e menor CMEC final reconhecido. A produção hídrica aumentou 37% vs. 1T17 (~+1TWh vs. 1T17), ainda assim ficando ~2TWh abaixo da média histórica para o 1T, já que os recursos hídricos de Março serviram para repor reservatórios dos níveis extremamente baixos de Fev-18 para níveis em linha com a média histórica no final do trimestre. Adicionalmente, a manutenção de preços pool altos no 1T18 não permitiu melhorias significativas nos resultados de gestão de energia. O EBITDA da comercialização foi negativo em €20M (-€21M vs. 1T17), já que as margens foram penalizadas pelo alto custo com o aprovisionamento no mercado da P. Ibérica e por algumas alterações regulatórias adversas em Portugal.

A margem bruta (excluindo efeito não recorrente do CMEC) cresceu 5% em termos homólogos, para €376M no 1T18, fruto de uma margem média unitária mais elevada (€18/MWh no 1T18 vs. €16/MWh no 1T17):

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1T18	1T17	Δ%	Δ Abs.
Fontes & Destinos Electricidade	333	299	11%	+33
Volume Total (TWh) - Detalhe abaixo	18	19	-3%	-0,7
Margem Unitária (€/MWh)	18,1	15,7	15%	+2,4
Antes de Coberturas (€/MWh) - Detalhe abaixo	18,4	14,1	31%	+4,3
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (2)	(0,2)	1,7	-	-1,9
Outros	25	60	-58%	-34,6
Produção e Comercial. electricidade (Detalhe Pág 12)	23	63	-64%	-40,8
Trading de Gás, Outros e Ajustamentos	2	(4)	-	+6,1
Total	357	359	-0%	-1

Volumes: O volume vendido recuou 3% para 18TWh no 1T18, reflectindo uma queda de 5% de volume de electricidade vendido a clientes finais; e uma descida de 7% no mercado grossista, devido a uma queda na produção. A produção própria caiu 7% em termos homólogos, devido a uma menor produção térmica que não foi totalmente compensada pelo aumento da produção hídrica; as compras de electricidade recuaram 1% vs. 1T17.

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média antes de coberturas subiu de €14/MWh no 1T17, para €18/MWh no 1T18, por força de um mix de produção mais barato e do preço spot médio mais baixo. O **custo médio da electricidade vendida** caiu 19% em termos homólogos, para €39/MWh no 1T18, suportado por uma maior contribuição de produção hídrica e por um menor custo médio de electricidade comprada. O **preço médio da electricidade vendida** desceu 8% em termos homólogos no 1T18, reflectindo o impacto combinado de (i) uma queda de 13% no preço médio nas vendas em mercado grossista (suportado por preços spot mais baixos); (ii) aumento de 2% no preço médio de venda a clientes.

Os **custos operacionais líquidos** ascenderam a €172M no 1T18 (+9% vs. 1T17), impactado por custos regulatórios mais elevados em Portugal.

Fontes & Destinos Electricidade	1T18	1T17	Δ%	1T18	1T17	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção própria (4)	8.445	9.047	-7%	25	30	-17%
Compras	9.921	9.984	-1%	51	64	-21%
Fontes de Electricidade	18.366	19.031	-3%	39	48	-19%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (5)		
Perdas na Rede	1.352	949	43%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais	8.569	9.035	-5%	66	65	2%
Mercado Grossista	8.445	9.047	-7%	57	66	-13%
Destinos de Electricidade	18.366	19.031	-3%	57	62	-8%

O **nosso abastecimento de gás** em 2018 baseia-se num portfólio anual de 2,6bcm/ano afecto a contratos de longo prazo. Em 2018, o volume de gás utilizado caiu 11% em termos homólogos, em resultado da descida do volume consumido pelas nossas centrais CCGT (-42% em termos homólogos) e pela queda dos volumes vendidos a clientes finais (-9% vs. 1T17), parcialmente compensado pelo aumento de 42% nas vendas no mercado grossista.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de cobertura às actuais condições de mercado. Neste sentido, a EDP fechou posição para cerca de 82% da produção a carvão esperada em 2018. Adicionalmente, a EDP tem já vendas contratadas de electricidade a clientes finais que totalizam ~25TWh, a um preço médio de €55/MWh. Paralelamente a EDP também fechou 100% da margem do gás comprometido para 2018.

Destinos de Gás (TWh)	1T18	1T17	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	2,1	3,6	-42%	-1,5
Vendido no mercado grossista	2,7	1,9	42%	+0,8
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	4,3	4,7	-9%	-0,4
Total	9,1	10,2	-11%	-1,1

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

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

Produção de Electricidade no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T18	1T17	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	313	300	4%	+13
OPEX (1)	62	60	3%	+2
Outros custos operacionais (liq.)	48	36	34%	+12
Custos Operacionais Líquidos	110	96	14%	+14
EBITDA	203	204	-0%	-1
Amortizações, imparidades; Provisões	85	89	-5%	-5
EBIT	118	115	3%	+4

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

O **portfólio de geração na Península Ibérica** (excluindo geração eólica e solar) integra um total de 13,6GW, dos quais 52% corresponde a centrais hídricas, 27% a CCGTs, 18% a centrais a carvão (86% com DeNOx), 2% a centrais mini-hídricas, a cogeração e resíduos; e 1% em nuclear. Nos últimos 12 meses, a capacidade instalada cresceu 1,4%, reflexo do arranque de produção em Foz Tua (263MW), com capacidade de bombagem.

A **produção** das centrais de geração (incluindo mini-hídricas, cogeração e resíduos) caiu 6% no 1T18 (-0,5TWh vs. 1T17), para 8,7TWh, penalizada pela seca severa que atingiu a P. Ibérica desde o final de 2016 e que permaneceu até Fev-18, particularmente em Portugal: o coeficiente acumulado hídrico era de 0,39 e o nível dos reservatórios estava a 48% da sua capacidade máxima em Fev-18, tendo recuperado significativamente ao longo de Mar-18, como consequência da forte recuperação de recursos hídricos que trouxe o coeficiente de hidraulicidade para 0,93 no final deste mês e o nível dos reservatórios para 78%. Como consequência, registou-se uma forte subida na produção hídrica de 1,1TWh no 1T18 face ao 1T17, embora mais do que compensada pela queda na produção das centrais térmicas: a produção a carvão caiu 1,3TWh e a produção em CCGT caiu 0,4TWh, devido a uma procura residual térmica mais baixa.

Dados-chave	1T18	1T17	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	8.693	9.241	-6%	-548
Hidroeléctrica	4.033	2.948	37%	+1.085
CCGT	1.302	1.713	-24%	-411
Carvão	2.779	4.053	-31%	-1.274
Nuclear	331	333	-1%	-2
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	248	193	28%	55
Volume de Bombagem (GWh)	636	550	16%	86
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	25	30	-17%	-5,2
Hidroeléctrica	7	12	-40%	-4,9
CCGT	58	55	6%	+3,2
Carvão	37	34	7%	+2,4
Nuclear	5	5	-5%	-0,2
Factores de Utilização (%)				
Hidroeléctrica	26%	20%	-	6p.p.
CCGT	16%	21%	-	-5p.p.
Carvão	54%	78%	-	-25p.p.
Nuclear	99%	99%	-	0p.p.
Empregados (#)	1.563	1.634	-4%	-71
Investimento Operacional (€M)	25	30	-18%	-5
Expansão	12	18	-32%	-6
Manutenção	13	12	5%	+1

O **custo médio de produção** caiu 17% em termos homólogos, para €25/MWh no 1T18, reflectindo sobretudo um aumento da contribuição da tecnologia hídrica (48% da produção total no 1T18 face a 33% no 1T17), totalmente concentrada em Março, e uma queda na actividade de bombagem. O **custo de produção médio nas nossas centrais de carvão** aumentou 7% face ao 1T17, suportado por um preço mais alto de carvão e de CO₂. O **custo de produção médio em CCGTs** aumentou 6% em termos homólogos, reflexo do aumento do custo variável do gás e de CO₂, bem como de uma menor diluição dos custos fixos do gás.

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** subiu 4% em termos homólogos para €313M, uma vez que o impacto não recorrente do ajustamento final do CMEC (€18M no 1T18) atenuou o impacto positivo da queda do preço médio de produção, fruto da forte recuperação dos recursos hídricos em Março. Note-se que o desvio anual da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC totalizou €55M no 1T17 e terminou em Jun-17 (€5M contabilizados no 1T18 reflectem ajustamentos de anos anteriores).

Os **custos operacionais líq.** aumentaram 14% em termos homólogos, para €110M no 1T17, em larga medida devido ao aumento do clawback em Portugal. Os **custos regulatórios** aumentaram 34% vs. 1T18, para €58M no 1T18, em resultado de: (i) ao nível da margem bruta, um aumento nos custos com a tarifa social para €21M no 1T18; (ii) ao nível do EBITDA, um aumento do clawback em Portugal, parcialmente mitigado pela queda dos impostos sobre a geração em Espanha.

Saliente-se que em 17-Nov-17, o Governo Português através do Despacho 9955/2017, definiu a taxa de clawback em €4,75/MWh com efeitos a partir de 24-Ago-17, solicitando à ERSE uma alteração na metodologia e pressupostos utilizados no cálculo do clawback. Em relação à capacidade de pagamento em Portugal, é de salientar que o Governo Português decidiu suspender o leilão para a atribuição de garantia de potência em 2018 (Despacho 93/2018) em Abr-18, até a Comissão Europeia (CE) se pronunciar formalmente acerca das regras do leilão de acordo o enquadramento legal da CE. Note-se que a CE já aprovou mecanismo de capacidade em 6 países europeus. Adicionalmente, saliente-se que as regras actuais foram definidas em Mar-17 e que o leilão para pagamentos de capacidade em 2018 (Portaria nº 2275-A/2017) foi inicialmente marcado para Mai-17, as receitas do pagamento de capacidade em Portugal durante 2017 foram inexistentes no 1T17, tendo ascendido a €5M no final de 2017.

Outros detalhes adicionais (€ M)	1T18	1T17	Δ%	Δ Abs.
Ao nível da margem bruta:				
Garantia de potência	12	11	6%	+1
Mini-hídricas, cog. & resíduos	21	18	15%	+3
Revisibilidade CMEC	5	55	-91%	-50
Ao nível da EBITDA:				
Custos regulatórios (3)	58	43	34%	+15

As **amortizações, imparidades e provisões** caíram 5% em termos homólogos, para €85M no 1T18, impactadas pelas imparidades reconhecidas em 2017 em algumas centrais a carvão na P. Ibérica.

O **investimento operacional** caiu 18% vs. 1T17 para €25M no 1T18, em função do decréscimo do investimento operacional de expansão no seguimento do início de exploração da central hídrica Foz-Tua. Os €12M registados em investimento operacional de expansão no 1T18 reflectem essencialmente trabalhos finais nas áreas circundantes da central de Foz-Tua.

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

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

Comercialização de Electricidade e Gás, em Portugal e Espanha



	1T18	1T17	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	43	64	-33%	-21
OPEX (1)	48	51	-4%	-2
Outros custos operacionais (liq.)	15	13	15%	+2
Custos Operacionais Líquidos	63	63	0%	-0
EBITDA	(20)	1	-	-21
Amortizações e imparidades	8	3	233%	+6
EBIT	(28)	(2)	1494%	-27

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

A Mar-18, o portfolio da EDP contava com 5,3M de clientes, sobretudo no segmento residencial e PME (cerca de 47% do total do consumo). Nos últimos 12 meses, o portfolio de clientes cresceu 3%: +2% em Portugal e +5% em Espanha, influenciado sobretudo pelo segmento residencial. Em Portugal, segundo os dados mais recentes da ERSE, 93% do consumo total de electricidade já estava a ser fornecido no mercado livre em Jan-18. Note-se que, na sequência da publicação do DL 105/2017, os clientes de electricidade em Portugal podem, desde 1-Jan-18, regressar ao mercado regulado até 2020.

Dados-chave	1T18	1T17	Δ%	Δ Abs.
-------------	------	------	----	--------

Carteira de Clientes (mil)

Electricidade	5.273	5.144	3%	+130
Portugal	4.139	4.064	2%	+75
Espanha	1.134	1.080	5%	+54
Gas	1.539	1.468	5%	+71
Portugal	656	613	7%	+43
Espanha	883	855	3%	+28
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30%	29%	2%	+0
Outros Serviços				
Rácio de Serviços por contracto (%)	17%	15%	13%	2p.p.
Volume de electricidade vendido (GWh)	8.175	8.584	-5%	-409
Residencial	3.819	3.596	6%	+222
Industrial	4.357	4.987	-13%	-631
Volume de gás vendido (GWh)	4.464	4.690	-5%	-226
Residencial	2.682	2.713	-1%	-31
Industrial	1.782	1.976	-10%	-195
Facturação electrónica (%)	32%	28%	16%	4p.p.
Reclamações por 1000 contractos (#)	9	8	18%	+1
Empregados (#)	538	408	32%	+130
OPEX por cliente (2) (€)	7	8	-7%	-1
EBITDA por cliente (2) (€)	-3	0	-	-3
Investimento Operacional (€ M)	2	1	74%	+1

A EDP tem como objectivo expandir o seu portfolio de clientes, através da expansão na oferta de produtos e serviços inovadores, como parte da estratégia de construção de relações de longo prazo com os clientes suportado por um aumento no nível de satisfação e fidelidade dos clientes. Adicionalmente, a percentagem de clientes com oferta dual atingiu os 30% em Mar-18 (vs. 29% em Mar-17), compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: (i) em Portugal, a penetração da oferta dual correspondia a 16% em Mar-18; e (ii) em Espanha, a percentagem de clientes com oferta dual ascendia a 79% em Mar-18. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração de contratos de serviços subiu de 15% em Mar-17 para 17% em Mar-18.

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 5% em termos homólogos, para 8,2TWh no 1T18, reflectindo o impacto combinado de: (i) aumento de 6% face ao 1T17 no segmento residencial; e (ii) queda de 13% no segmento empresarial, reflexo de critérios comerciais mais selectivos.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** desceu €21M face ao 1T17, reflexo de: (i) margens unitárias inferiores devido a custo com o aprovisionamento no mercado da P. Ibérica mais altos; e (ii) ajustamentos relativos a anos anteriores.

Os **custos operacionais líquidos** permaneceram relativamente estáveis face ao 1T17, em €63M no 1T18. A EDP está a criar condições para diminuir o custo por cliente através de um crescimento na taxa de digitalização e da melhoria do nível de satisfação dos clientes: as facturas electrónicas representam 32% do total, em Mar-18, um aumento de 4pp face a Mar-17.

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

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	476	460	4%	+16
OPEX (1)	102	100	3%	+3
Outros custos operac. (líq.)	(7)	(13)	-50%	+7
Custos Operacionais Líq.	96	87	11%	+9
EBITDA	381	373	2%	+7
Amortizações, impar.; Provisões	128	131	-2%	-3
EBIT	252	242	4%	+10
Resultados financeiros	(53)	(79)	-33%	+26
Resultados em associadas	1	(2)	-	+2
Resultados Antes de Impostos	200	162	23%	+38
Investim. Operac. (€ M) (2)	265	93	186%	+173
Europa (3)	85	33	155%	+52
América do Norte	136	53	157%	+83
Brasil	45	7	568%	+38
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados Gerais	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	10.676	10.054	6%	+622
Europa	5.061	4.989	1%	+72
América do Norte	5.284	4.861	9%	+423
Brasil	331	204	62%	+127
Electric. Produzida (GWh)	8.763	7.719	14%	+1044
Factor méd. utilização (%)	38%	36%	-	+2
Preço méd. venda (€/MWh)	54,2	60,5	-10%	-6
Core Opex/MW Méd (€mil) (4)	9,6	10,0	-4%	-0
Empregados (#)	1.276	1.124	14%	+152
EBITDA (€ M)	381	373	2%	+7
Europa (3)	230	196	17%	+34
América do Norte	146	173	-16%	-27
Brasil	5	6	-19%	-1
Outros & Ajustam.	0	(1)	-	+2
EBIT (€ M)	252	242	4%	+10
Europa (3)	169	135	25%	+34
América do Norte	82	106	-23%	-24
Brasil	2	3	-47%	-2
Outros & Ajustam.	(0)	(2)	-89%	+2

Dados da Acção	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	7,96	6,93	15%	1,0
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	82,6%	77,5%	5p.p.	5
Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Investim. Financeiros, Act. detidos para venda	317	328	-4%	-12
Dívida Líquida	2.973	3.175	-6%	-202
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	475	552	-14%	-77
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.498	2.623	-5%	-125
Interesses não controláveis	1.564	1.488	5%	+76
Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)	1.133	1.422	-20%	-289
Valor Contabilístico	6.406	6.197	3%	+209
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,23	1,07	-13%	0,16
Resultados Financeiros (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(33)	(35)	6%	+2
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(20)	(27)	24%	+6
Custos capitalizados	5	3	43%	+1
Diferenças Cambiais e Derivados	2	3	-33%	-1
Outros	(6)	(23)	-	+17
Resultados Financeiros	(53)	(79)	33%	+26

A EDP Renováveis (82,6% detida pela EDP), opera e desenvolve a **capacidade eólica e solar** do Grupo EDP. A Mar-18, a EDPR operava 11.007MW (+597MW no 1T18 vs. 1T17), 331MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial, instalados em 11 países. A margem brutal da EDPR deriva principalmente de capacidade com CAEs ou tarifas reguladas permitindo uma grande visibilidade na geração de cash-flow.

O **EBITDA da EDPR subiu 2% (+€7M) face ao 1T17, para €381M no 1T18**, impactado por: i) efeito cambial - €23M, devido à depreciação do USD e BRL (se ajustado deste efeito o EBITDA cresce 8%); ii) aumento da capacidade média em operação de 7%, suportado por adições de capacidade (principalmente nos EUA e Brasil); iii) maior factor de utilização +2p.p. que reflecte o excelente recurso eólico na Península Ibérica (de acordo com o cenário do P50, o recurso eólico situou-se acima da média histórica (+5% no 1T18 face a +1% no 1T17); e iv) menor preço médio de venda -10% (5% pelo efeito cambial, e 5% de nova regulação dos certificados verdes ("CVs")) na Polónia e Roménia e menores preços nos EUA.

A **produção eléctrica cresceu 14% no 1T18 vs. 1T17**, para 8,8TWh. A sólida performance reflecte as adições de capacidade (principalmente nos EUA e Brasil), e o melhor **factor médio de utilização**. Os **custos operacionais** (Opex) aumentaram 3%, para €102M no 1T18 vs. 1T17, devido ao maior número de colaboradores e de outros serviços, e ainda reflectindo o impacto cambial. É importante destacar as melhorias ao nível da eficiência, -4% no core opex/MW médio em operação (-1% em termos homólogos se ajustado por efeito cambial, eventos não recorrentes e outros custos de offshore), que refletiu uma robusta disciplina no controlo de custos enquanto mais MWs iniciaram a sua operação. **Outros custos operacionais (líquidos)** que são positivos, diminuíram €7M dado o menor rendimento com parcerias institucionais tax equity (€-16M) nos EUA, e outros custos com maior volume de vendas em Portugal e Espanha.

O **EBIT aumentou 4%** face ao 1T17, para €252M no 1T18, impulsionado pelo maior volume de vendas, mas também pela redução das **depreciações e amortizações** (-2% para €128M) dado o impacto cambial positivo.

O **investimento operacional totalizou €265M no 1T18** (+€173m vs. 1T17) devido à maior capacidade em construção em termos comparativos: 51% do total do investimento foi alocado aos Estados Unidos, 32% à Europa e 17% ao Brasil.

A **dívida líquida da EDPR ascendeu a €2,97MM no 1T18 (vs. €2,81MM em Dez-17), +€167m** reflectindo principalmente o investimento feito no período. A Mar-18, a dívida financeira da EDPR tinha sido financiada em 84% através de empréstimo de longo-prazo com a EDP.

Os **passivos relativos a parcerias institucionais** (líquidos) ascenderam a €1.133M (-€289 em termos homólogos), reflectindo os benefícios fiscais retidos por investidores institucionais, o estabelecimento de novas parcerias de financiamento, e o efeito cambial. Os **interesses não controláveis**, ao nível do balanço, aumentaram €76M, totalizando €1.564M (vs. 1T17), que inclui a venda de interesses não controláveis em Portugal (ENEOP) à CTG (Jun-17) e estando distribuídos da seguinte forma: América do Norte (c.57%), na Europa (c.39%) e no Brasil (c.4%).

Os **custos financeiros líquidos** foram de €53M no 1T18, -33% vs. 1T17. As despesas com **juros** caíram 6%, devido à menor dívida média registada no período. Custos com parcerias institucionais diminuíram 24% para €20M reflectindo o efeito cambial positivo e menor passivo destas parcerias. Os **outros custos financeiros** reduziram em €17M, e incluem o ganho de €15M com a venda da participação de 20% no projecto offshore de Moray, no Reino Unido.

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

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil



América do Norte	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,23	1,06	-13%	0,16
Capacidade instalada (MW)	5.284	4.861	9%	+423
CAE/Coberturas/Tarifa	4.594	4.276	7%	+318
Mercado	691	585	18%	+105
Factor médio de utilização (%)	41%	41%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.901	4.211	16%	+690
EUA	4.694	4.096	15%	+597
Canadá	22	22	0%	-0
México	185	93	100%	+93
Preço médio de venda (USD/MWh)	44,5	47,5	-6%	-2,9
EUA	43,4	47,2	-8%	-3,8
Canadá	115,6	110,2	5%	+5
México	63,0	-	-	+63
Margem Bruta Ajustada (USD M)	267	264	1%	+3
Margem Bruta (USD M)	203	192	6%	+11
Receitas PTC & Outras (USD M)	64	73	-12%	-9
EBITDA (USD M)	179	184	-3%	-5
EBIT (USD M)	101	113	-11%	-12
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional (1) (USD M)	167	56	197%	+111
Capacidade em construção (MW)	679	278	144%	+401
Brazil	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,99	3,35	-16%	+0,64
Capacidade instalada (MW)	331	204	62%	+127
Factor médio de utilização (%)	24%	33%	-	-9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	159	147	8%	+12
Preço médio de venda (R\$/MWh)	233	223	5%	+10
Margem Bruta (R\$ M)	32	29	8%	+2
EBITDA (R\$ M)	19	20	-3%	-1
EBIT (R\$ M)	7	11	-37%	-4
Investimento operacional (R\$ M)	178	22	696%	+156
Capacidade em construção (MW)	137	127	8%	+10

Na **América do Norte (AdN)**, a capacidade instalada ascendeu a 5.284MW a Mar-18 (5.055MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá). A capacidade adicionada nos últimos 12 meses (+423MW) concentrou-se nos EUA: +363MW respeitantes a tecnologia eólica e +60MW de tecnologia solar. Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital noutros projectos eólicos, equivalente a 179MW de capacidade.

O **EBITDA na AdN foi 3% menor no 1T18 face ao 1T17**, explicado por: i) diminuição de 6% no **preço médio de venda** registado de 45/MWh e ii) menor rendimento proveniente das parcerias institucionais (-USD9M). Os recursos eólicos foram ligeiramente acima da média histórica (102% do P50, embora estável em termos comparativos) contribuindo para um **factor médio de utilização** final estável nos 41%.

Nos **Estados Unidos**, o preço médio de venda diminuiu para os USD43/MWh (-8% no 1T18 vs. 1T17); mais do que mitigando o aumento da produção de 10% (4,5GWh face a 4.1GWh no 1T17). O **rendimento de parcerias institucionais** diminuiu 12% para USD64M no 1T18, resultado do impacto negativo com o fim da validade (10 anos) dos créditos fiscais de produção ("PTCs") a USD24/MWh (~1GW), apesar do impacto positivo dos novos PTCs atribuídos a projectos que iniciaram a sua operação em 2017.

A **EDPR estabeleceu novos contratos de longo-prazo nos EUA** durante o 1T18: i) PPA de 50MW com a Nestlé para a venda de energia produzida pelo parque eólico de Meadow Lake VI no Norther Indiana (início de operações previsto para este ano); ii) PPA de 200MW com a Great Plains Energy para a venda de energia produzida pelo parque eólico de Prairie Queen no Kansas (início de operações previsto para 2019); PPA de 200MW com a Hoosier Energy Rural Electric Cooperative para a venda de energia produzida pelo parque solar de Riverstart no Indiana (início de operações previsto para 2022);

No **Canadá**, o preço médio de venda de USD116/MWh, (+5%) é mais alto, reflectindo o câmbio (CAD/USD). Em dez-17, a EDPR ganhou um contrato RESA (Renewable Energy Support Agreement) para a operação de 248MW de *wind onshore* no Canada com o início da operação comercial esperado para Dez-19.

No **México**, EDPR tem um acordo de fornecimento bilateral de energia. O factor médio de utilização foi de 43% e o preço médio de venda de USD63/MWh.

Toda a **capacidade eólica e solar** actualmente **em construção** na AdN (+679MW) está concentrada nos EUA: 78MW Arkwright (Nova Iorque); 200MW Meadow Lake VI (Indiana); 202MW Turtle Creek (Iowa); e 199MW Prairie Queen (Kansas); dos quais 0,5GW entram em operação este ano.

No **Brasil**, a capacidade instalada totalizou 331MW a Mar-18, (+127MW face a Mar-17 com a entrada em operação do parque eólico de JAU & Aventura no 4T17) e opera ao abrigo de contratos de longo-prazo.

O **EBITDA da EDPR no Brasil 3% face ao 1T17**, para R\$19M no 1T18, penalizado pelo menor factor médio de utilização -9p.p. e os maiores custos de operação, que mitigaram o incremento na produção (dada a maior capacidade em operação), e o maior preço médio de venda (+34% em termos homólogos). O preço médio de venda foi mais elevado de R\$233/MWh no 1T18 (contrasta com R\$223/MWh no 1T17) dado a diferente combinação de preços com o novo parque eólico em operação (produção vs. preços).

A Mar-18, a EDPR tinha +137MW **em construção** no Brasil: respeitante ao projecto eólico da Babilônia com data esperada de operação para o 4T18.



- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas, ou Preços de mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação de cada Estado
- Incentivo fiscal: (i) PTC ao longo de 10 anos desde a data de operação (\$24/MWh em 2017); (ii) Parques eólicos com construção em 2009/10 podem optar por 30% cash grant em detrimento do PTC



- Tarifa *Feed-in* por 20 anos (Ontário)
- Renewable Energy Support Agreement



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



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

(1) Líquido de "Cash grants"

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.244	2.194	2%	+50
Factor médio de utilização (%)	37%	31%	-	6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.766	1.442	22%	+323
Prod. c/capac. complement (GWh)	1.626	1.322		
Produção Standard (GWh)	1.234	1.136		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	391	186		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	140	120		
Preço médio de venda (€/MWh)	71,9	70,9	1%	+1
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	45	47	-4%	-2
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-1,9	-8,6		
Complemento (€M)	56	50,1		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-6,1	-15,0		
Margem Bruta (€ M) (1)	132	117	13%	+16
EBITDA (€M) (1)	87	64	37%	+24
EBIT (€ M) (1)	61	38	61%	+23
Capacidade instalada (MW Equity)	152	177	-14%	-25
Investimento operacional (€ M)	27	17	57%	+10
Capacidade em construção (MW)	68	-	-	+68

Portugal	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.253	1.253	0%	-
Factor médio de utilização (%)	39%	33%	21%	7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.066	877	22%	+189
Preço médio de venda (€/MWh)	93,9	91,8	2%	+2
Margem Bruta (€ M)	100	80	24%	+20
EBITDA (€ M)	87	68	29%	+19
EBIT (€ M)	74	54	36%	+19
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	17	4	323%	+13
Capacidade em Construção (MW)	55	-	-	+55

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

O EBITDA da EDPR em Espanha aumentou 37% vs. 1T17 para €87M no 1T18, impactado sobretudo pelo maior factor médio de utilização (+6p.p. em termos homólogos) que levou a uma subida da produção de 22% para os 1,7TWh, e pelo preço médio de venda mais elevado (+1MWh face ao 1T17). O **preço médio de venda** aumentou para os €72/MWh no 1T18, suportado por: i) redução de €7M vs. 1T17 dado o maior ajustamento regulatório face ao preço registado na pool e ii) menor perda (€9M) com as vendas forward relacionadas com a estratégia de cobertura de risco/*hedging*; ambos mitigando os efeitos do menor preços da pool (44,5/MWh vs. 46,6/MWh). A EDPR já tem cobertura para 1,5TWh a €41/MWh para o período de 2T-4T18.

A destacar ainda que a remuneração em Espanha foi revista em Fev-17, estabelecendo os novos parâmetros de remuneração para os activos de energia renovável para 2017-2019 que inclui: a revisão do coeficiente de eolicidade para 14,79% dos anteriores 11,11%; ajustamentos regulatórios respeitantes a 2014-2016; e nova previsão de preços e limites para a produção padronizada. 92% da capacidade em Espanha tem direito a receber um complemento de capacidade.

Em Portugal, a EDPR detém um portfólio de 1.253MW, que inclui 5MW de capacidade solar.

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €87M no 1T18, +€19M face ao 1T17, fruto do aumento da produção eólica e solar de +22%, que foi impulsionado pelo excelente factor médio de utilização registado (39%). O coeficiente eólico em Portugal esteve bem acima da média histórica, registando 1,18 no 1T18 vs. 0,99 no 1T17. O **preço médio de venda** foi de +2% vs. 1T17, para os €94MWh que reflecte essencialmente a indexação da inflação das feed-in-tariff.

A Mar-18, a EDPR tinha **123MW de capacidade eólica em construção**: 68MW em Espanha (preços de mercado com limite de descida) e 55MW em Portugal (tarifa feed-in).



- Energia eólica recebe preço da *pool* e um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno pre-definido como obrigações do governo Espanhol a 10 anos + 300pb; A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado.
- Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização standard, produção e custos).



- MW EBITDA: Tarifa *Feed-in* actualizada com inflação e negativamente correlacionada com o factor de utilização. Duração: 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh).
- ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação mensal nos anos seguintes.
- VENTINVEST: preço definido num leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW).

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

EDP Renováveis: Resto da Europa



Resto da Europa	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.564	1.541	1%	+23
Factor médio de utilização (%)	32%	32%	-1%	-0
Electricidade produzida (GWh)	1.079	1.064	1%	+15
Preço médio de venda (€/MWh)	71,4	84,2	-15%	-13
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	29%	31%	-7%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	258	279	-7%	-20
Preço médio de venda (PLN/MWh)	204	318	-36%	-114
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,18	4,32	3%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	30%	36%	-16%	-6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	340	403	-16%	-63
Preço médio de venda (RON/MWh)	239	340	-30%	-102
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,66	4,52	-3%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	410	388	6%	+22
Factor médio de utilização (%)	37%	30%	22%	6
Electricidade produzida (GWh)	324	252	29%	+72
Preço médio de venda (€/MWh)	91	91	0%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	215	215	0%	-
Factor médio de utilização (%)	34%	29%	15%	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	157	131	20%	+26
Preço médio de venda (€/MWh)	113	122	-8%	-10
Margem Bruta (€ M)	77	89	-13%	-12
EBITDA (€ M)	56	66	-16%	-10
EBIT (€ M)	36	46	-22%	-10
Investimento Operacional (€ M)	40	12	230%	+28
Capacidade em Construção (MW)	103	18	460%	+85

Nos **mercados europeus fora da Península Ibérica**, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.564MW a Mar-18, (+22MW em termos homólogos em França) e 103MW **em construção**: +77MW em Itália e +26MW em França.

O **EBITDA da EDPR no resto da Europa diminuiu 16% vs. 1T17 para os €56M no 1T18**, originado por menores preços, particularmente na Polónia e Roménia (-36% e 30% em termos homólogos e respectivamente) dado algumas mudanças regulatórias, e assim contribuindo para um preço médio final mais baixo (-15%) nos €71MWh no 1T18.

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. Os resultados foram impactados pelo **menor preço médio de venda** -36% vs. 1T17 para os PLN204/MWh, e menor factor médio de utilização -2p.p. em termos homólogos (dada a redução da **produção eólica** em 7%, para os 258GWh). A descida do **preço médio de venda** foi impulsionada pela mudança regulatória no cálculo da taxa de substituição dos CVs. A partir de Set-17, a taxa de substituição para o não cumprimento com obrigações de certificados verdes é calculada como 125% do preço médio de mercado do certificado do ano anterior, com limite em 300PLN.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A actividade operacional foi largamente penalizada pelo declínio na produção -7% vs. 1T17 para 340GWh no 1T18. Este decréscimo deveu-se ao menor factor médio de utilização -6p.p. vs. 1T17 e forte queda dos preços oriunda da atribuição (pré-definida) de CVs/MWh (de 2CVs/MWh em 2017 para 1 CV/MWh em 2018 para os parques eólicos), com o preço médio de venda a registar RON239/MWh (vs. RON340/MWh no 1T17).

Em França, a EDPR adicionou 22MW de nova capacidade (durante o período 1T17-1T18) totalizando uma capacidade instalada de 410MW. A **produção eólica** aumentou 29% face a 1T17, para os 324GWh no 1T18, reflexo da maior capacidade média em operação (+6%) a par com um factor de utilização mais elevado (+7%) de 37%. A **tarifa média** foi de €91/MWh, estável em termos homólogos.

Na Bélgica, os 71MW em operação aumentaram 19% (129GWh) fruto do forte recurso eólico registado (+5p.p. no factor médio de utilização). O **preço médio de venda** foi de €104/MWh (-2% em termos comparativos) que reflecte a actual estrutura de preços dos CAE.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 144MW de tecnologia eólica. A **produção eólica** avançou 20% para 107GWh, impulsionada pela maior capacidade média em operação (7%) e factor de utilização (4p.p.) no período. O **preço médio de venda** diminuiu 6%, para €116/MWh em termos homólogos, reflectindo o menor preço de mercado (em parques instalados antes de 2013).

Em Mar-18, a EDPR fechou um acordo de venda de uma participação de capital de 20% e respectivos suprimentos com a Mitsubishi Corporation relativa ao projecto eólico offshore de Moray no Reino Unido, por um valor total de GBP36M. A EDPR já tinha anunciado em Set-17 a venda de 23% de capital que detinha do mesmo projecto à Engie. O projecto tem atribuído um contrato (CfD) para entrega de 950MW em geração eólica *offshore*, a £57,5/MWh (com base em tarifas de 2012). A decisão final de investimento deverá ocorrer em 2018 e o projecto deverá entrar em, operação até 2022.

- Preços da electricidade podem ser estabelecidos através de contratos bilaterais(CAEs de longo-prazo). Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização pelo incumprimento da obrigação de CV (PLN300/MWh)
- Activos eólicos (instalados até 2013) recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos; Activos eólicos (instalados em 2013) recebem 1,5 CV/MWh até 2017 e 0,75 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Os CVs emitidos após Abr-2017 e os CVs adiados de Jul-2013 permanecem válidos e poderem ser negociados até Mar-2032
- Tarifa *Feed-in* por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas, ajustado à inflação
- Parques eólicos em construção recebem CfD semelhante à tarifa *Feed-in* existente
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; preços de CVs diferentes para Wallonia : (€65/MWh-100/MWh); Opção de negociar CAEs de longo-prazo
- Projectos em operação antes de 2013 recebem (durante 15 anos) preço de mercado + CV. GSE tem a obrigação de comprar CV de acordo com 0,78 x (€180/MWh - "P-1" (preço médio de mercado ano anterior)); Activos online desde 2013 adjudicados com um contrato de 20 anos através de leilões competitivos.

Redes Reguladas no Mercado Ibérico



Redes Reguladas no Mercado Ibérico (1)

DR Operacional (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	322	444	-27%	-122
OPEX (2)	98	117	-16%	-19
Outros custos operacionais (líquidos)	65	63	4%	+3
Custos Operacionais Líquidos	163	179	-9%	-16
EBITDA	159	265	-40%	-105
Amortizações, imparid.; Provisões	69	83	-16%	-13
EBIT	90	182	-51%	-92
Capex & Opex Performance	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (3)	93	99	-7%	-6
Custos control./cliente (€/pontos ligação) (3)	13	15	-7%	-1
Custos control./km de rede (€/km) (3)	375	402	-7%	-27
Empregados (#)	3.332	3.695	-10%	-363
Investimento Operacional (€ M)	34	73	-53%	-39
Rede de Distribuição (Km) (3)	247	246	0,3%	+1

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	47	55	-13%	-7
OPEX (2)	13	14	-5%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	1	0	58%	+0
Custos Operacionais Líquidos	14	14	-3%	-0
EBITDA	34	40	-17%	-7
Amortizações, imparid.; Provisões	7	10	-29%	-3
EBIT	26	30	-13%	-4
Margem Bruta	1Q18	1Q17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	47	55	-13%	-7
Regulada	47	46	3%	+1
Não-regulada	0	9	-95%	-9
Pontos Ligação Electricidade (mil)	664	662	0%	+2
Electricidade Distribuída (GWh)	2.410	2.350	3%	+60
Outros Dados Operacionais	1Q18	1Q17	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional (€ M)	4	6	-40%	-3
Rede de Distribuição (Km)	20.630	20.528	0%	+102
Empregados (#)	301	302	-0%	-1

As Redes Reguladas na P. Ibérica em 2017 e 2018 compreendem as actividades de distribuição de electricidade, em Portugal e Espanha; e a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal. Adicionalmente, em 2017, esta área compreende as actividades de distribuição de gás em Espanha (até Jul-17, data de conclusão da sua venda) e em Portugal (até Out-17, data da conclusão da venda do negócio): no 1T17, o contributo do negócio de distribuição de gás em Portugal ascendeu a €72M na margem bruta, €58M no EBITDA e €46M no EBIT. Na sequência destas alienações, a EDP manteve apenas a actividade de comercialização de gás regulada.

Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica, o EBITDA das redes reguladas desceu 23% (-€47M) em termos homólogos, para €159M no 1T18, essencialmente suportado por: (i) em Portugal (79% do total), novos termos regulatórios aplicáveis à distribuição e CUR de electricidade a partir de 1-Jan-18, que explicam, em larga medida, a redução da margem bruta em €42M; e (ii) em Espanha (21% do total), abordagem prudente quanto ao impacto de potenciais alterações regulatórias ainda antes do final do período regulatório em curso (até ao final de 2019). Note-se que o enquadramento regulatório para a distribuição e CUR Portugal foi definido em Dez-17, estando agora definido para o período de 2018 a 2020.

Os **custos controláveis** na distribuição de electricidade caíram 7% (-€6M) face ao 1T17, suportado por uma redução do número de colaboradores, menores custos com serviço a clientes e, em menor escala, um efeito favorável nos custos que se deverá esbater nos próximos trimestres.

O **capex** nas redes reguladas na P. Ibérica ascendeu a €34M no 1T18, maioritariamente dedicado a actividade em Portugal (~90% do total).

Em Espanha, os termos dos proveitos regulados da distribuição de electricidade estão fixados para o período 2016-19, de acordo com o enquadramento regulatório definido em Dez-13 (Leis 24/2013 e RD 1048/2013), Dez-15 (Despacho ministerial IET 2660/2015) e Jun-16 (Despacho ministerial IET 980/2016), prevendo uma taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos, equivalente a 6,5%. No entanto, no 2S17, o Governo espanhol iniciou um processo para um dos parâmetros regulatórios definidos no IET 980/2016.

Em linha com estes desenvolvimentos, O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** ascendeu a €34M no 1T18 (-17% em termos homólogos), largamente explicado por uma abordagem prudente à possível alteração regulatória ('lesividade') ainda antes do fim do período regulatório em curso; e por um apertado controlo de custos. Os **proveitos regulados** subiram 3% em termos homólogos. O volume **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias cresceu também 3%.

(1) Em 2017, inclui contribuição de actividade de distribuição de gás em Espanha e Portugal, alienados em Jul-17 e Out-17, respectivamente; (2) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais;

(3) Inclui apenas redes de Electricidade; Custos controláveis incluem Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	274	317	-13%	-42
OPEX (1)	84	90	-7%	-6
Rendas de concessão	64	64	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	0	(3)	-	+3
Custos Operacionais Líquidos	149	151	-1%	-2
EBITDA	126	166	-24%	-41
Amortizações, imparidades; Provisões	62	61	2%	+1
EBIT	64	106	-40%	-42

Margem Bruta	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	274	317	-13%	-42
Regulada	272	316	-14%	-44
Não-regulada	3	1	146%	+2
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	263	305	-14%	-43
Electricidade distribuída (GWh)	12.052	11.585	4,0%	+467
Pontos de ligação à rede (mil)	6.194	6.148	0,8%	+46
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	9	10	-11%	-1
Clientes fornecidos (mil)	1.190	1.336	-11%	-146
Electricidade vendida (GWh)	863	928	-7%	-64

Investimento & Custos Operac.	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	80	86	-7%	-6
Custos control./cliente (€/cliente)	12,9	13,9	-7%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	353	379	-7%	-26
Empregados (#)	3.027	3.144	-4%	-117
Investimento Operacional (€ M)	30	58	-47%	-27
Rede de distribuição (Km)	226	226	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	9	13	-29%	-4

O **EBITDA** das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €126M no 1T18 (-24% ou -€41M, em termos homólogos), penalizado pelo novos termos regulatórios em vigor desde 1-Jan-18 e de acordo com o enquadramento regulatório aplicável até ao final de 2020.

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

No **1T18**, os **proveitos regulados ascenderam a €272M**, traduzindo uma queda de 14% (-€44M) face ao 1T17, totalmente em linha com a evolução no segmento de distribuição.

Os **proveitos regulados na actividade de distribuição de electricidade**, no valor de €263M no 1T18, caíram €43M em termos homólogos, fruto de termos regulatórios mais desafiante e de uma taxa de retorno sobre os activos mais baixa na AT/MT: 5,45% no 1T18 vs. 5,75% assumida pela ERSE. O **volume de electricidade distribuída** subiu 4% face ao 1T17, impulsionado por um efeito favorável da temperatura e dias úteis; e igualmente digno de destaque, uma forte procura no segmento BTN (+2,7% ajustado de efeito temperatura e dias úteis).

Na **actividade do CUR (EDP SU)**, os proveitos regulados ascenderam a €9M no 1T18, registando uma evolução em linha com a contracção da base de clientes (-11% nos últimos 12 meses), decorrente da migração de clientes para o mercado livre. O **número de clientes** fornecidos diminuiu em 146 mil no período (-32 mil face a Dez-17), para 1.190 mil em Mar-18, representando cerca de 19% do número total de clientes de electricidade e concentrando-se sobretudo no segmento residencial. Note-se que, na sequência da publicação do DL 105/2017, os clientes de electricidade em Portugal podem, desde 1-Jan-18, regressar ao mercado regulado até 2020. O **volume de electricidade fornecida** pelo CUR recuou 7% vs. 1T17, para 863GWh no 1T18.

Os **custos operacionais controláveis** recuaram 7% no 1T18 (face ao 1T17), suportados por um rigoroso controlo de custos, redução de número de empregados (-4% em termos homólogos) e, em menor escala, por um desfazamento intra-anual de custos.

O **investimento operacional** ascendeu a €30M no 1T18, traduzindo uma expectativa de recuperação nos próximos trimestres. O **tempo de interrupção equivalente** caiu de 13 minutos no 1T17 para 9 minutos no 1T18.

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

EDP Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	952	877	9%	+75
OPEX (1)	256	265	-3%	-9
Outros custos operacionais (líquidos)	47	62	-25%	-15
Custos Operacionais Líquidos	303	327	-7%	-24
EBITDA	649	550	18%	+99
Amortizações, imparidades; Provisões	168	153	10%	+15
EBIT	481	397	21%	+84
Resultados financeiros	(102)	(147)	31%	+46
Resultados em associadas	1	(4)	-	+4
Resultados Antes de Impostos	380	246	54%	+134

Investimento	(R\$ M)			
	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	136	166	-18%	-30
Distribuição	106	141	-25%	-36
Transmissão	18	1	2096%	+17
Produção	11	20	-45%	-9
Comercialização e Outros	1	5	-76%	-4
Investimento Financeiro no período	254	35	626%	+219

Consolidado (€ M)				
	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	239	262	-9%	-23
OPEX (1)	64	79	-19%	-15
Outros custos operacionais (líquidos)	12	19	-37%	-7
Custos Operacionais Líquidos	76	98	-22%	-22
EBITDA	163	164	-1%	-2
Amortizações, imparidades; Provisões	42	46	-8%	-4
EBIT	121	119	2%	+2
Resultados financeiros	(25)	(44)	-42%	+19
Resultados em associadas	0	(1)	-	+1
Resultados Antes de Impostos	95	74	30%	+22

Investimento	(€ M)			
	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	34	49	-32%	-16
Distribuição	26	42	-38%	-16
Transmissão	5	-	-	+5
Produção	3	6	-56%	-3
Comercialização e Outros	0	1	-84%	-1
Investimento Financeiro no período	3	10	-76%	-8

Energias do Brasil	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	13,31	13,95	-5%	-0,64
Total de acções (milhões)	606,9	606,9	-	-
Acções próprias (milhões)	0,7	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	310,8	310,8	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	4,09	3,38	-17%	+0,71
Euro/Real - Taxa média do período	3,99	3,35	-16%	+0,64
Tx de inflação (IPCA)	2,8%	4,9%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,0	1,7	-	+0,3
Custo Médio da Dívida (%)	9,1	13,7	-	-4,6p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	6,5	12,7	-	-6,2p.p.
Empregados (#)	2.904	2.895	0%	+9

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	1.795	1.213	48%	+582
Dívida líquida	4.701	3.544	33%	+1.157
Recebimentos futuros da act. Regulada	94	(392)	-	+485
Interesses não controláveis	1.196	1.469	-19%	-273
Valor contabilístico dos C. Próprios	8.107	7.709	5%	+398

Resultados Financeiros (R\$ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(113)	(132)	14%	+19
Custos capitalizados	1	2	-50%	-1
Diferenças Cambiais e Derivados	8	2	394%	+7
Outros	2	(19)	-	+22
Resultados Financeiros	(102)	(147)	31%	+46

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') aumentou 18% (+R\$99M) em termos homólogos para R\$649M no 1T18, impactado pela melhoria da hidraulicidade no trimestre e da performance operacional na distribuição, fruto da redução das perdas. A EDPB continua a procurar a integração da totalidade do portfólio (geração/distribuição/comercialização) através da estratégia de coberturas e da gestão dos volumes contratados/descontratados.

O EBITDA da geração e comercialização aumentou R\$63M para R\$420M, reflectindo (i) para Pecém, a redução nas penalidades por indisponibilidade e contabilização de R\$12M referentes a uma revisão na referência da disponibilidade; (ii) na geração hídrica, o impacto positivo do GSF de 113% e PLD a R\$196/MWh no 1T18, permitindo ganhos com energia secundária; e (iii) na comercialização, o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$11M em termos homólogos). O EBITDA da distribuição aumentou R\$28M em termos homólogos para R\$244M no 1T18 devido à trajectória na redução das perdas, o que se traduziu num aumento de R\$17M em termos homólogos nos resultados; e ao impacto positivo em termos homólogos da sobre-contratação de energia (+R\$11M vs. 1T17). A performance do EBITDA em Euros, que atingiu €163M, foi negativamente impactada pela depreciação de 16% do BRL face ao EUR (impacto de -€30M).

Os custos operacionais líquidos diminuíram R\$24M face ao 1T17, com os custos de Opex a caírem 3% (inflação IPCA média ficou nos 2,8%), enquanto os outros custos operacionais caíram R\$15M essencialmente devido a uma redução de R\$4M nas provisões para clientes de cobrança duvidosa e a uma redução de R\$8M em função do estudo para reaproveitamento de contadores das distribuidoras.

A dívida líquida aumentou R\$0,3MM vs Dez-17 para R\$4,7MM, em parte devido à aquisição de 14,5% da CELESC por R\$244M; mas também devido a uma estratégia de alocação de capital entre a holding e as subsidiárias, que permite não só uma redução nos juros mas também a optimização de impostos. Os resultados financeiros líquidos melhoraram 31% em termos homólogos para R\$102M no 1T18, reflectindo uma redução no custo da dívida (de 13,7% no 1T17 para 9,1% no 1T18). Note-se que as taxas de juro de mercado – CDI – tem vindo a descer (6,5% no 1T18 vs 12,7% no 1T17).

Os resultados em associadas totalizaram +R\$1M no 1T18 (+R\$4M vs 1T17), reflectindo a contribuição negativa de Cachoeira-Caldeirão (-R\$1M) e São Manoel (-R\$2M), mitigada pela central hídrica de Jari (+R\$4M).

Note-se a iniciação de Capex investido na Transmissão (R\$18M no 1T18), um segmento no qual a EDPB está a desenvolver 5 linhas de transmissão com um investimento total de R\$3,1MM até 2022. Note-se que a linha de Espírito Santo já está em construção, 17 meses antes do calendário regulatório.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	469	460	2%	+10
OPEX (1)	179	182	-1%	-2
Outros custos operac. (Liq.)	46	62	-26%	-16
Custos Operacionais Líquidos (1)	225	244	-8%	-19
EBITDA	244	216	13%	+28
Amortizações e imparidades	57	57	0%	-0
EBIT	188	159	18%	+29

O EBITDA da distribuição aumentou R\$28M vs. 1T17 para R\$244M no 1T18, devido a: (i) trajectória na redução das perdas, o que permitiu um aumento de R\$17M em termos homólogos nos resultados; (ii) o impacto positivo da sobre-contratação de energia (+R\$11 vs 1T17); (iii) a redução de provisões para clientes de cobrança duvidosa (+R\$4M vs 1T17; ao nível de “outros custos operacionais); parcialmente mitigado pelo impacto negativo da revisão de tarifas em 2017 no lucro regulado (R\$417 no 1T18 e -R\$12M vs 1T17), o que considerou a deflação de preços nos meses anteriores à revisão de tarifas.

Os volumes de energia vendida no 1T18 mantiveram-se constantes em termos homólogos. Simultaneamente, os volumes de energia distribuída a clientes no mercado livre aumentaram 6% vs. 1T17 para 2,7TWh no 1T18. No total, a energia distribuída aumentou 2,3% em termos homólogos no 1T18.

Margem Bruta	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	469	460	2%	+10
Receitas reguladas	417	429	-3%	-12
Outros	52	30	73%	+22
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	101	(392)	-	+493
Desvios períodos anteriores	22	98	-78%	-76
Desvio do ano (2)	(30)	(99)	-70%	+69
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
Final do período	94	(392)	-	+485
Clientes Ligados (Milhares)	3.391	3.337	2%	+54
EDP São Paulo	1.852	1.815	2%	+37
EDP Espírito Santo	1.538	1.522	1%	+17
Electricidade Distribuída (GWh)	6.217	6.078	2,3%	+139
EDP São Paulo	3.711	3.582	4%	+128
EDP Espírito Santo	2.506	2.496	0%	+11
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	2.652	2.513	6%	+139
Electricidade Vendida (GWh)	3.562	3.562	0%	+0
EDP São Paulo	1.982	1.965	1%	+17
Residencial, comercial e outros	1.663	1.648	1%	+16
Industrial	319	317	0%	+1
EDP Espírito Santo	1.580	1.596	-1%	-16
Residencial, comercial e outros	1.429	1.434	-0%	-5
Industrial	151	162	-7%	-11

A trajectória de redução nas perdas não-técnicas observadas nos recentes trimestres manteve-se. As perdas não-técnicas no segmento de baixa voltagem desceram tanto para a EDP Espírito Santos, atingido 11,9% no 1T18 (-1,2% vs. 1T17), como a EDP São Paulo, que atingiu 8,9% no 1T18 (-0,7% vs. 1T17). As provisões para clientes de cobrança duvidosa continuaram a mostrar alguma resistência no 1T18 a R\$25M (-R\$4M vs 1T17). A EDPB continua a gerir a situação através do aumento da proximidade aos clientes, independentemente de alguma melhoria económica e redução de desemprego na região da EDP São Paulo.

A Mar-18, os recebimentos futuros da actividade regulada ascenderam a R\$94M (-R\$7M vs Dez-17), a serem recuperados pelo sistem nos próximos anos: (i) ocorreu uma diminuição de R\$30M no défice tarifário, relacionada essencialmente com custos de energia mais baixos do que os incorporados nas tarifas; parcialmente mitigada pelo (ii) reconhecimento de R\$22M de desvios de anos anteriores. Note-se que o WACC é de 8,1%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória que começou com a EDP São Paulo em Out-19 e com a EDP Espírito Santo a Ago-19.

Os custos operacionais controláveis desceram 1% em termos homólogos para R\$179M no 1T18, devido ao controlo mais firme de custos numa atmosfera de taxas de inflação mais baixas. Os outros custos operacionais diminuíram 26% vs. 1T17 para R\$46M no 1T18, parcialmente impactados pelo impacto positivo na redução de clientes de cobrança duvidosa. O investimento operacional desceu R\$36M para R\$106M no 1T18, embora alguma recuperação em relação ao nível atingido em 2017 deva ocorrer no final do ano.

De notar o investimento da EDPB na CELESC, a principal empresa no sector de electricidade no estado de Santa Catarina, que opera maioritariamente na distribuição e tem mais de 2,8M de consumidores. A EDPB adquiriu 14,46% na CELESC da PREVI por R\$244M, o que lhe permite nomear 3 membros na direcção da empresa. Já em Abr-18, a EDPB concluiu uma OPA sobre uma fatia adicional de 5,16% por R\$54M. No total, a EDPB detém 19,62% da CELESC.

Investimento e Custos Operac.	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	179	182	-1%	-2
Custos control./cliente (R\$/cliente)	53	54	-3%	-2
Custos control./km rede (R\$/km)	2	2	-1%	-0
Empregados (#)	2.134	2.143	-0%	-9
Invest. Operacional (R\$M)	106	141	-25%	-36
Rede de Distribuição ('000 Km)	91	92	-0%	-0

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (2) Liqº dos impactos do aumento tarifário extraordinário e das bandeiras tarifárias;

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

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	434	383	13%	+51
OPEX (1)	50	51	-3%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	(1)	-	+0
Custos Operacionais Líquidos	49	50	-	-1
EBITDA	386	333	16%	+53
Amortizações e imparidades	89	90	-1%	-1
EBIT	297	243	22%	+54

Dados Chave	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	434	383	13%	+51
Hídrica	275	259	6%	+16
Receitas contratadas (CAE) e Outros	261	243	7%	+18
Impacto GSF (líqº de coberturas)	14	16	-11%	-2
Térmica	158	124	27%	+33
Receitas contratadas (CAE)	173	169	2%	+4
Outros	(15)	(45)	66%	+29
Capacidade Instalada (MW)	2.466	2.466	-	-
Hídrica	1.746	1.746	-	-
Térmica	720	720	-	-
Electricidade Vendida (GWh)	3.683	3.107	19%	+576
Contratada (CAE)	2.787	2.722	2%	+65
Hídrica	1.601	1.731	-8%	-130
Térmica	1.186	991	20%	+195
Outra	896	385	133%	+511
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	189	174	9%	+15
Capacidade Instalada (MW Equity)	481	296	62%	+185
Investimento Operacional (R\$ M)	11	20	-45%	-9
Investimento Financeiro (R\$ M)	10	35	-71%	-25
Empregados (#)	478	531	-10%	-53

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Pecém	131	96	36%	+35
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	101	108	-7%	-7
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	80	65	22%	+15
Outros (100%)	74	64	16%	+11
EBITDA	386	333	16%	+53

Comercialização	1T18	1T17	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	45	33	38%	+12
Custos operacionais líquidos (R\$ M)	11	9	21%	+2
EBITDA (R\$ M)	34	24	44%	+11
Vendas electricidade (GWh)	4.086	3.131	30%	+954
Investimento Operac. (R\$ M)	0	3	-95%	-3

O EBITDA da actividade de produção de energia no Brasil cresceu 16% vs. 1T17 (+R\$53M no 1T18) para R\$386M no 1T18, reflectindo (i) **maior margem bruta hídrica (+R\$16M vs. 1T17, atingindo R\$275M)**, maioritariamente devido à combinação do GSF de 113% e do PLD a R\$196/MWh ter permitido margens superiores com a energia secundária em termos homólogos, parcialmente mitigado pela sazonalidade da estratégia de alocação que usou apenas 23% da garantia física total das centrais no 1T18, deixando mais energia para os próximos trimestres; e (ii) **EBITDA mais alto na central de carvão no Pecém a R\$131M no 1T18 (+R\$35M vs. 1T17)**, maioritariamente devido à redução da provisão para penalidade de indisponibilidade e à contabilização de uma revisão de R\$12M na referência de disponibilidade.

Note-se que ainda é esperado um défice hídrico em 2018, apesar de no 1T18 ter havido uma recuperação dos reservatórios para ~46% no início de Maio (vs. ~40% no ano anterior). A EDPB continua a gerir o portfólio de centrais e contractos, gerindo os volumes e hedging juntamente com o negócio de comercialização para minimizar o impacto do défice hídrico e da volatilidade do preço.

O **preço médio dos volumes hídricos vendidos**, que atingiu R\$189/MWh no 1T18, foi 9% superior vs. 1T17, uma vez que por um lado os preços dos CAE são actualizados anualmente à inflação, e por outro devido a preços superiores nos novos contractos de curto e longo prazo. O **volume de geração hídrica vendido** caiu 8% vs 1T17, maioritariamente devido à estratégia sazonal que, tal como anteriormente referido, alocou apenas 23% de garantia física de capacidade ao 1T18 (vs. 25% no 1T17).

A **margem bruta de Pecém foi de R\$158 no 1T18 (+R\$33M vs. 1T17)**, dos quais R\$173M resultam de receitas com o CAE da central. A disponibilidade foi de 98% no 1T18 vs. 94% no 1T17.

A EDPB opera 2,9GW 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 a 50% na central hídrica de **Santo António do Jari** (373MW) e **Cachoeira-Caldeirão** (219MW), ambos em parceria com a CTG, bem como uma participação de 33% na central hídrica de **São Manoel** (700MW, totalmente operacional a partir de Abr-18) em parceria com a CTG e Furnas. No 1T18, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$4M (+R\$3M vs. 1T17), reflectindo melhores condições de GSF e PLD vs. 1T17. Cachoeira-Caldeirão contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$1M (@50%), fruto de maiores custos financeiros, em função do início da vida útil do projecto. São Manoel, um projecto cuja operação começou gradualmente nos últimos meses e cujo CAE inicia a Mai-18, contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$2M (@33%).

O **investimento operacional** caiu R\$9M para R\$11M no 1T18, correspondendo maioritariamente a manutenções em Pecém. De notar que o investimento no projecto hídrico de São Manoel foi classificado como **‘investimentos financeiros’** (consolidação por equivalência patrimonial) e que 1T18 totalizou R\$11M.

O EBITDA da comercialização de electricidade aumentou R\$11M para R\$34M no 1T18, reflectindo maiores margens e volumes e evidenciando a integração da estratégia de hedging do portfólio desenvolvido para lidar com volatilidade do preço.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T18 (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico & Solar	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.155	1.425	475	741	(763)	4.032
Margem Bruta	357	322	476	239	(2)	1.393
Fornecimentos e serviços externos	70	66	74	35	(36)	209
Custos com pessoal e benefícios sociais	38	32	28	29	35	163
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	64	65	(7)	12	(6)	128
Custos Operacionais	172	163	96	76	(7)	501
EBITDA	185	159	381	163	5	893
Provisões	(0)	(0)	0	1	(8)	(7)
Amortizações e imparidades (2)	93	70	128	41	19	351
EBIT	92	90	252	121	(7)	549

1T17 (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica(1)	Eólico & Solar	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP Pró-forma	Redes Gás P. Ibérica	Grupo EDP Reportado
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.192	1.431	467	731	(734)	4.087	146	4.233
Margem Bruta	359	372	460	262	(2)	1.450	72	1.523
Fornecimentos e serviços externos	69	71	76	44	(44)	216	10	227
Custos com pessoal e benefícios sociais	39	33	24	35	38	169	3	171
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	49	61	(13)	19	(4)	112	1	114
Custos Operacionais	158	165	87	98	(10)	498	14	512
EBITDA	201	207	373	164	8	953	58	1.011
Provisões	(0)	1	0	3	0	4	-	4
Amortizações e imparidades (2)	92	70	131	43	12	347	12	359
EBIT	109	136	242	119	(4)	601	46	648

(1) Inclui apenas a Distribuição de Electricidade em Portugal e Espanha, e CUR em Portugal; Exclui os negócios de Distribuição de Gás em Espanha e Portugal (descrito na coluna "Redes Gás P. Ibérica"), alienados em Jul-17 e Out-17, respectivamente.

(2) Depreciação e amortizações, líquida de compensação de amortização de activos subsidiados.

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.233	3.642	3.779	4.092	4.032				-5%	-1%
Custo com vendas de energia e outros	(2.710)	(2.272)	(2.549)	(2.823)	(2.639)				3%	7%
Margem Bruta	1.523	1.370	1.229	1.269	1.393				-9%	10%
Fornecimentos e serviços externos	227	246	235	283	209				-8%	-26%
Custos com pessoal e benefícios sociais	171	169	159	181	163				-5%	-10%
Outros custos operacionais (líquidos)	114	64	(531)	83	128				13%	55%
Custos Operacionais	512	479	(137)	548	501				-2%	-9%
EBITDA	1.011	892	1.367	721	893				-12%	24%
Provisões	4	(2)	(0)	(5)	(7)				-	-42%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	359	349	346	621	351				-2%	-43%
EBIT	648	545	1.021	105	549				-15%	423%
Resultados financeiros	(197)	(173)	(223)	(215)	(127)				35%	41%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(1)	8	4	1	1				-	82%
Resultado antes de impostos e CESE	450	379	801	(110)	423				-6%	-
IRC e Impostos diferidos	66	53	56	(165)	74				13%	-
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	70	(2)	2	(0)	66				-5%	-
Resultado líquido do período	315	328	743	56	282				-10%	409%
Accionistas da EDP	215	235	696	(33)	166				-23%	-
Interesses não controláveis	100	93	47	89	116				17%	31%

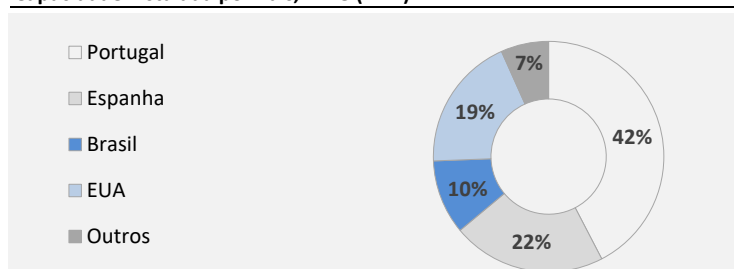
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade

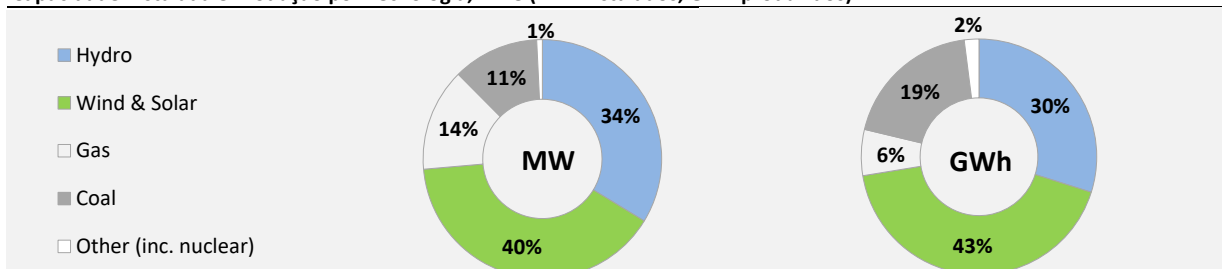


Tecnologia	Capacidade instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	1T18	1T17	Δ MW	Δ %	1T18	1T17	Δ MW	Δ %	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
Eólico	10.531	9.969	562	6%	8.719	7.690	1.029	13%	7.690	6.777	5.224	7.775	8.719			
EUA	4.965	4.601	363	8%	4.455	4.059	395	10%	4.059	3.764	2.348	4.161	4.455			
Portugal	1.249	1.249			1.064	876	188	21%	876	657	670	702	1.064			
Espanha	2.244	2.194	50	2%	1.766	1.442	323	22%	1.442	1.223	1.065	1.365	1.766			
Brasil	331	204			159	147	12	8%	147	167	249	298	159			
Resto de Europa (2)	1.513	1.491	22	2%	1.068	1.050	18	2%	1.050	754	713	1.075	1.068			
Resto de Mundo (3)	230	230	0	0%	208	115	93	80%	115	213	179	174	208			
Solar	145	85	60	71%	43	28	15	52%	28	51	47	29	43			
Hídrica	9.019	8.818	201	2%	6.154	4.364	1.789	41%	4.364	2.606	1.824	2.630	6.154			
Portugal	6.847	6.646	201	3%	3.790	2.921	869	30%	2.921	1.537	1.170	1.320	3.790			
Actividade Bombagem	2.806	2.537	270	11%	-636	-550	-86	16%	-550	-652	-334	-692	-636			
Fio de água	2.395	2.435			1.685	1.364	321	24%	1.364	713	369	357	1.685			
Albufeira	4.308	4.052			1.940	1.409	531	38%	1.409	771	791	936	1.940			
Mini-hídricas	143	159			165	148	16	11%	148	52	10	27	165			
Espanha	426	426	0	0%	408	175	232	132%	175	88	58	151	408			
Brasil	1.746	1.746	0	0%	1.956	1.268	688	54%	1.268	981	596	1.160	1.956			
Gás/ CCGT	3.729	3.736	-7	0%	1.302	1.713	-411	-24%	1.713	1.388	2.848	2.080	1.302			
Portugal	2.031	2.039			907	1.105	-198	-18%	1.105	1.203	2.351	1.282	907			
Spain	1.698	1.698			395	608	-214	-35%	608	185	497	798	395			
Carvão	3.124	3.124	0	0%	3.965	5.041	-1.076	-21%	5.041	5.304	5.444	5.656	3.965			
Portugal	1.180	1.180			1.734	2.192	-459	-21%	2.192	2.486	2.497	2.250	1.734			
Espanha	1.224	1.224			1.045	1.860	-815	-44%	1.860	1.758	1.723	2.080	1.045			
Brasil	720	720			1.186	988	198	20%	988	1.060	1.224	1.326	1.186			
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	331	333	-2	-1%	333	223	339	340	331			
Outros (Coger. & Resíduos)	49	49	0	0%	84	45	38	85%	45	57	72	73	84			
Portugal	24	24			51	15	36	241%	15	26	38	40	51			
Espanha	25	25			32	30	2	7%	30	31	34	33	32			
TOTAL	26.753	25.937	816	3%	20.598	19.215	1.382	7%	19.215	16.406	15.796	18.583	20.598			
Do qual:																
Portugal	11.336	11.142	194	2%	7.548	7.110	438	6%	7.110	5.912	6.729	5.595	7.548			
Espanha	5.772	5.723	50	1%	3.976	4.449	-473	-11%	4.449	3.508	3.715	4.766	3.976			
Brasil	2.797	2.670	127	5%	3.301	2.403	898	37%	2.403	2.208	2.069	2.783	3.301			
EUA	5.055	4.631	423	9%	4.486	4.074	412	10%	4.074	3.789	2.369	4.177	4.486			

Capacidade instalada por País, 1T18 (MW)



Capacidade Instalada e Produção por Tecnologia, 1T18 (MW Instalados, GWh produzidos)



(1) Capacidade Instalada que contribuiu para proveitos operacionais do período; (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Bélgica; (3) Inclui Canadá e México.

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



RAB	1Q18	1Q17	Δ %	Δ GWh
Portugal (€ M)	2.996	2.970	0,9%	25
Muito Alta / Alta / Média Tensão	1.832			
Baixa Tensão	1.164			
Espanha (€ M)	950	950	0,0%	-
Brasil (BRL M)	4.357	4.020	8,4%	336
EDP Espírito Santo	2.271	2.128	6,7%	143
EDP São Paulo	2.085	1.892	10,2%	193
TOTAL	8.302	7.941	4,6%	362

Redes	1T18	1T17	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	338.235	337.673	0,2%	562
Portugal	226.124	225.606	0,2%	518
Espanha	20.630	20.528	0,5%	102
Brasil	91.481	91.539	-0,1%	-58
DTCs (mil)				
Portugal	15	13	22,5%	3
Espanha	7	6	15,7%	1
EBs (mil)				
Portugal	1.452	884	64,2%	568
Espanha	-	-	-	-

Clientes Ligados (mil)	1T18	1T17	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.194	6.148	0,8%	46
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,1%	0,3
Baixa Tensão Especial	36	35	2,0%	0,7
Baixa Tensão	6.133	6.088	0,7%	45
Espanha	664	662	0,3%	2
Alta / Média Tensão	1	1	-1,0%	-0,0
Baixa Tensão	663	661	0,3%	1,8
Brasil	3.391	3.337	1,6%	54
EDP São Paulo	1.852	1.815	2,0%	37
EDP Espírito Santo	1.538	1.522	1,1%	17
TOTAL	10.249	10.147	1,0%	102

Qualidade de serviço	1T18	1T17	Δ Abs.	Δ %
Perdas (% da electricidade distribuída)			-	-
Portugal (1)	11,8%	11,2%	4,6%	0
Espanha	4,1%	4,7%	-13,4%	-0
Brasil			-	-
Bandeirante	8,5%	8,8%		
Técnicas	5,5%	5,5%		
Comerciais	3,0%	3,2%	-7,4%	-0
Escelsa	12,8%	13,7%		
Técnicas	8,1%	8,6%		
Comerciais	4,7%	5,1%		
% Telecontagem			-	-
Portugal	60,0%			

Electricidade Distribuída (GWh)	1T18	1T17	Δ GWh	Δ %
Portugal	12.052	11.585	4,0%	467
Muito Alta Tensão	575	550	4,5%	24,7
Alta / Média Tensão	5.377	5.252	2,4%	125,4
Baixa Tensão	6.100	5.783	5,5%	316
Espanha	2.410	2.350	2,6%	60
Alta / Média Tensão	1.764	1.744	1,2%	20,1
Baixa Tensão	645	606	6,6%	39,9
Brasil	6.362	6.268	1,5%	94
Clientes Livres	2.750	2.574	6,8%	176
Industrial	470	480	-2,0%	-10
Residencial, Comercial & Outros	3.143	3.214		
TOTAL	20.824	20.203	3,1%	621

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Investimentos financeiros & Activos para venda / Interesses Não Controláveis



Investimentos Financeiros e Activos para Venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	1Q18	1Q17	Δ MW	Δ %	1Q18	1Q17	Δ	Δ %	1Q18	1Q17	Δ	Δ %
EDP Renováveis	331	356	-25	-7%	1	-2	2	-	301	343	-42	-12%
Espanha	152	177										
Estados Unidos	179	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	481	296	185	62%	0	-1	1	-	432	359	73	20%
Produção - Hídrica	481	296			0	0						
Distribuição	0	0			0	0						
Iberia (Ex-wind) & Other	41	41	0	0%	1	2	-2	-73%	270	307	-37	-12%
Portugal - Biomassa (Bioelectrica)	32	32										
Espanha - Cogeração e Resíduos	10	10										
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)	0	0	0	0%	N/A	N/A	0	0%	111	2.346	-2.235	n.m.
Portgas & Naturgas									0	2.346	-2.346	-
Outros									111	0	111	-
TOTAL	853	693	160	23%	1	-1	2	-	1.114	3.355	-2.241	-67%

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	1Q18	1Q17	Δ MW	Δ %	1Q18	1Q17	Δ	Δ %	1Q18	1Q17	Δ	Δ %
EDP Renováveis	4.643	4.783	-140	-3%	80	73	7	10%	2.669	2.874	-205	-7%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.785	2.521	264	10%	63	57	6	10%	1.564	1.488	76	5%
P. Ibérica	851	644										
América do Norte	1.215	1.220										
Resto da Europa	557	557										
Brasil	162	100										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)	1.858	2.262	-404	-18%	17	16	1	8%	1.105	1.387	-281	-20%
EDP Brasil	1.814	1.814	0	0%	37	27	10	37%	1.302	1.592	-290	-18%
Ao nível da EDP Brasil:	606	606	0	0%	11	7	4	53%	292	435	-143	-33%
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.208	1.208	0	0%	26	20	6	31%	1.009	1.157	-148	-13%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	24	12	12	104%	-1	-1	0	-2%	-28	-38	10	-26%
TOTAL	6.481	6.609	-128	-2%	117	99	17	17%	3.943	4.428	-485	-11%

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	1Q18	1Q17	Δ Abs.	Δ %
EDP Renováveis	0	N/A		
EDP Brasil	133	N/A		
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	909	N/A		
TOTAL	1.042	N/A		

(1) MW atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; (2) Resultados líquido atribuível a empresas associadas & JV e a interesses não-controláveis; exclui activos detidos para venda; (3) 22,5% até Ago-17; 17,4% a partir dessa data.

EDP - Desempenho na Área da Sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1Q18 (a)

Ethisphere Institute - World's Most Ethical Companies 2018

A "World's Most Ethical Companies 2018", publicada pelo Ethisphere Institute, contempla 135 empresas de 23 países e reconhece o Grupo EDP pelo sétimo ano consecutivo.

EDP Renováveis reconhecida como TOP Employer em Espanha

A EDP Renováveis foi reconhecida pelo "Top Employers Institute" como uma das melhores empresas para trabalhar em Espanha este ano tendo oferecido aos seus colaboradores excelentes condições de trabalho.

EDP Brasil é uma das 20 empresas mais inovadoras do país

A EDP Brasil, foi seleccionada pelo prémio "Best Innovator" como uma das 20 empresas mais inovadoras do país.

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

	1T18	1T17	Δ %
Ind. Sustentab. (b)(c)(d)	102	99	4%
Comp. Ambiental Peso %	96 33%	94 33%	2%
Comp. Económica Peso %	103 37%	98 37%	5%
Comp. Social Peso %	109 30%	107 30%	2%

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

Métricas Económicas

	1T18	1T17	Δ %
Valor Gerado (€M)	4.247	4.448	-5%
Distribuído	3.551	3.809	-7%
Acumulado	696	639	9%
Prov. Serv. Energ. (€M)(b)	264	311	-15%
Serv. Eficiência Energ.	37	25	48%

Métricas Sociais

	1T18	1T17	Δ %
Empregados	11.514	11.859	-3%
Formação (horas)	75.624	58.639	29%
Acidentes em Serv. (d)	6	6	0%
Índice Gravidade (Tg) (f)	74	147	-49%
Índice Freq. (Tf) (f)	1,63	2,27	-28%
Acid. mortais c/ terceiros	4	3	33%

Métricas Ambientais

	1T18	1T17	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (c)(g)	4.389	5.211	-16%
NOx	3,2	4,2	-22%
SO2	6,1	6,8	-10%
Partículas	0,476	0,331	44%

Emissões Específicas Globais (g/KWh)			
CO2 (c)(g)	214,2	272,6	-21%
NOx	0,16	0,22	-27%
SO2	0,30	0,35	-16%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (c)	4.394	5.216	-16%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(d)	193	191	1%

Consumo de Energia Primária (TJ) (h)	50.273	64.147	-22%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	90%	90%	0%
Utilização de Água (10³ m³)	345.101	424.052	-19%
Total Resíduos para destino final (t)	68.297	112.175	-39%

Matérias Ambientais (€ mil) (j)	44.870	22.494	99%
Investimentos	6.092	9.099	-33%
Despesas	38.778	13.395	189%

Multas e Penalidades Ambientais (€)	0	750	-
--	----------	------------	----------

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (c)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	1T18	1T17	1T18	1T17	1T18	1T17
Península Ibérica	3.009	4.167	0,69	0,69	4.382	6.042
Carvão	2.393	3.477	0,86	0,86	2.779	4.053
CCGT	504	656	0,39	0,38	1.302	1.713
Cogeração e Resíduos	112	34	0,13	0,15	301	276
Brasil	1.379	1.044	1,16	1,05	1.186	991
Carvão (Contratado LP)	1.379	1.044	1,16	1,05	1.186	991
Produção térmica	4.389	5.211	0,79	0,74	5.568	7.033
Produção Livre de Emissões CO2					14.916	12.086
Produção Total			0,21	0,27	20.485	19.118

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

(b) Inclui os serviços providenciados no quadro de fornecimento de energia, instalação de equipamento mais eficiente e/ou remodelação dos edifícios, mobilidade sustentável e que geram proveitos para a empresa.

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

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

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

(f) EDP + PSE (Prestadores de Serviços Externos).

(g) Inclui apenas as emissões de combustão estacionária.

(h) Inclui frota automóvel.

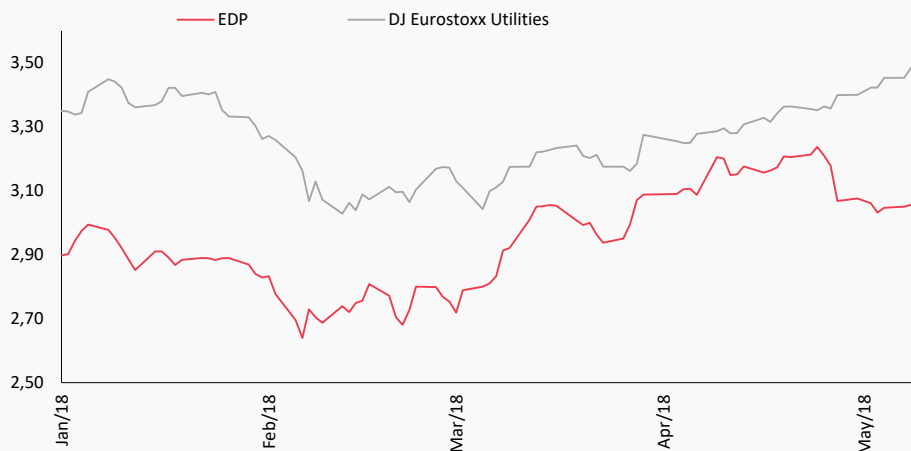
(i) Inclui vapor (2018: 218 GWh vs 2017: 231 GWh).

(j) Metodologia de reporte revista. Inclusão como gasto ambiental, em 2018, dos consumos de licenças de emissão de CO2.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 29-Jan:** EDP vende 97 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 12-Fev:** EDPR estabelece contrato de venda de energia para 50 MW no estado de Indiana, EUA
- 26-Fev:** EDPR estabelece contrato de venda de energia para 200 MW relativo ao novo projecto eólico nos EUA
- 7-Mar:** EDP contrata linha de crédito de €2.240.000.000 por um prazo de 5 anos
- 12-Mar:** EDP vende 150 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 21-Mar:** EDP Brasil adquire 14,5% da Celesc
- 23-Mar:** EDPR anuncia a venda de uma participação de 20% no projecto eólico offshore do Reino Unido
- 27-Mar:** EDP Brasil lança oferta para aquisição até 33,6% da CELESC
- 5-Abr:** Deliberações da Assembleia Geral Anual
- 5-Abr:** Pagamento de Dividendos do Exercício de 2017
- 6-Abr:** Indicação de Representantes para o Conselho Geral e de Supervisão
- 9-Abr:** EDP informa acerca de notícia publicada hoje no site BFM Business
- 27-Abr:** EDP Brasil anuncia resultados da oferta para aquisição da CELESC

EDP em Bolsa	YTD	52W	2016
	09/05/2018		

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,056	3,056	3,056
Max	3,349	3,389	3,349
Min	2,631	2,631	2,631
Média	2,949	3,019	2,948

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	3.935	10.637	3.900
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	22	21	22
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.334	3.523	1.323
Volume Médio Diário (milhões de acções)	7,5	6,9	7,5

Dados Acções EDP	1T18	1T17	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	22,2	22,1	0,8%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Head of IR
 Sónia Pimpão
 João Machado
 Maria João Matias
 Sérgio Tavares
 Noélia Rocha

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