



9M18

# Resultados

## Conteúdo

---

<b>Destaques</b> .....	- 2 -
<b>Performance Financeira Consolidada</b>	
EBITDA .....	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA .....	- 4 -
Actividade de Investimento .....	- 5 -
Cash Flow .....	- 6 -
Posição Financeira Consolidada .....	- 7 -
Dívida Líquida .....	- 8 -
<b>Áreas de Negócio</b>	
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 -
<b>Demonstrações de Resultados &amp; Anexos</b>	
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, 8 de Novembro de 2018

Dados-chave Operacionais	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>26.974</b>	<b>26.490</b>	<b>2%</b>	<b>+484</b>
<b>Peso de Renováveis (1)</b>	<b>74%</b>	<b>73%</b>	<b>1%</b>	<b>1p.p.</b>
<b>Produção (GWh)</b>	<b>54.068</b>	<b>51.418</b>	<b>5%</b>	<b>+2.650</b>
Peso de Renováveis (1)	66%	56%		
<b>Cientes (mil)</b>	<b>11.428</b>	<b>11.422</b>	<b>0%</b>	<b>+6</b>
<b>Cientes ligados (mil)</b>	<b>10.301</b>	<b>10.199</b>	<b>1%</b>	<b>+102</b>

Dados-chave Demonstração Resultados (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	3.862	4.122	-6%	-260
<b>EBITDA</b>	<b>2.410</b>	<b>3.269</b>	<b>-26%</b>	<b>-859</b>
<b>EBIT</b>	<b>1.078</b>	<b>2.213</b>	<b>-51%</b>	<b>-1.135</b>
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim.	(434)	(582)	25%	+148
Impostos corrente, diferidos e CESE (2)	115	245	-53%	-130
Interesses não controláveis	231	239	-3%	-8
<b>Resultado líquido (accionistas da EDP)</b>	<b>297</b>	<b>1.147</b>	<b>-74%</b>	<b>-849</b>

Dados-chave de Performance (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA recorrente (3)</b>	<b>2.428</b>	<b>2.571</b>	<b>-6%</b>	<b>-143</b>
P. Ibérica (Exc. Eólico & Solar) e Outros	1.104	1.116	-1%	-12
Eólico & Solar	869	991	-12%	-121
Brasil	455	464	-2%	-9
<b>Resultado líquido recorrente (3)</b>	<b>570</b>	<b>558</b>	<b>2%</b>	<b>+12</b>
<b>OPEX (4)</b>				
OPEX P. Ibérica (€ M)	630	646	-2%	-16
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar	31	31	2%	+0
OPEX Brasil (BRL M)	799	806	-1%	-7

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Set-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	14.505	13.902	4%	+603
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (5)	4,3x	3,7x	16%	0,6x

Os resultados do grupo EDP no 3T18 foram fortemente penalizados pelo efeito do Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia (SEE) de 29-Ago-18, que quantificou em €285M o impacto financeiro da alegada sobrecompensação dos CMEC (detalhes na pág. 11). A EDP foi notificada pela DGEG sobre esta decisão a 26-Set-18 e, apesar de considerar que não existiram quaisquer aspectos inovatórios ponderados nos ajustamentos anuais ou no ajustamento final dos CMEC, tendo apresentado uma reclamação graciosa; a EDP registou uma provisão de €285M no 3T18. O impacto desta provisão não recorrente no resultado líquido da EDP ascende a €195M, traduzindo-se num resultado líquido do grupo EDP de €297M nos 9M18.

Excluindo este e outros efeitos não recorrentes (detalhes na pág. 4) e, bem assim, a contribuição das redes de gás nos 9M17 (alienadas no 2S17), **o resultado líquido recorrente subiu 2% em termos homólogos, para €570M**, uma vez que o crescimento na EDP Brasil e a melhoria de mercado na P. Ibérica foram compensados por alterações regulatórias em Portugal, anunciadas no 4T17, e pela performance da EDPR.

Nos 9M18, a EDP prosseguiu a sua estratégia de crescimento focado em energias renováveis e no Brasil. **A capacidade instalada total cresceu 2% em termos homólogos (+0,5GW, exclusivamente eólica e solar), para 27GW a Set-18**, aumentando o **peso de energias renováveis no mix de geração para 74%**. Em termos de **produção, o peso de renováveis aumentou 11pp nos últimos 12 meses, para 66% do total**, beneficiando da forte recuperação de hidraulicidade na P. Ibérica a partir de Mar-18 (e após um ano de 2017 muito seco). **O portfólio de contratos com clientes manteve-se estável em 11,4 milhões, distribuídos entre a P. Ibérica e Brasil** e reflectindo a forte aposta na satisfação de cliente, qualidade de serviços e maior envolvimento.

**O EBITDA nos 9M18 ascendeu a €2.410M**. Excluindo a contribuição das redes de distribuição de gás na P. Ibérica nos 9M17 e os efeitos não recorrentes (detalhe na pág. 3), **o EBITDA recorrente caiu 6% em termos homólogos, para €2.428M nos 9M18, totalmente em linha com o efeito cambial** (-6% ou -€132M, suportado pela depreciação do BRL e, em menor escala, do USD). Nos 9M18, a performance do EBITDA traduziu ainda o efeito positivo de i) forte recuperação da hidraulicidade e um apertado controlo de custos na P. Ibérica; ii) um crescimento sustentado no Brasil (em moeda local); e iii) o efeito de expansão de portfólio eólico e solar. Estes contributos positivos foram, contudo, compensados pelos cortes regulatórios em Portugal (-€169M em termos homólogos e recorrentes), fraca eolicidade (em particular no 3T18: 11% abaixo do cenário P50, atingindo mínimos de 6 anos) e por uma redução de proveitos por MWh renovável produzido.

**Em termos de eficiência operacional**, os custos com pessoal e serviços externos (OPEX) aumentaram 1% face aos 9M17 (excluindo efeito cambial). Por divisão, é de referir que o OPEX na **P. Ibérica** caiu 2%, o rácio Core Opex/ MW médio na EDPR subiu 2% e o OPEX na EDP **Brasil** recuou 1% face ao 9M17, em moeda local.

**Os resultados financeiros líquidos** (incluindo resultados com Associadas e JVs) **subiram 25% (+€148M vs. 9M17), para -€434M nos 9M18**, suportados por uma redução continuada de juros líquidos suportados (14% vs. 9M17) decorrente da melhoria do custo médio da dívida (de 4,1% nos 9M17 para 3,7% nos 9M18) e da descida da dívida média (-11% ou -€1,9MM face aos 9M17).

A **Dívida líquida cifrou-se em €14,5MM a Set-18, acima de €13,9MM em Dez-17**. O Cash flow orgânico recorrente ascendeu a €1,0MM nos 9M18 e foi quase integralmente absorvido pela actividade de expansão da EDP no período, focada em energias renováveis e rede de transmissão no Brasil.

Note-se que a EDP tem ainda €0,2MM por receber de TEI e €0,2MM por receber, de vendas já recentemente anunciadas mas com encaixe previsto apenas no 4T18.

# Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	3T18 YoY		EBITDA 9M18	
													Δ %	Δ Abs.		
Produção e Comerc. P. Ibérica	622	518	20%	+104	201	160	158	36	185	252	185			17%	27	
Redes Reguladas P. Ibérica	477	717	-34%	-241	265	248	205	181	159	155	162			-21%	-43	
Eólico e Solar	869	991	-12%	-121	373	345	272	376	381	305	184			-33%	-88	
Brasil	455	464	-2%	-9	164	151	148	151	163	143	149			1%	1	
Outros	(13)	579	-	-591	8	(13)	583	(23)	5	(26)	8			-99%	-575	
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>2.410</b>	<b>3.269</b>	<b>-26%</b>	<b>-859</b>	<b>1.011</b>	<b>892</b>	<b>1.367</b>	<b>721</b>	<b>893</b>	<b>829</b>	<b>688</b>			<b>-50%</b>	<b>-678</b>	
- 'Ajustamentos(1)	(18)	698	-	-716	58	57	583	(89)	(18)	-	-			-	-583	
<b>EBITDA Recorrente</b>	<b>2.428</b>	<b>2.571</b>	<b>-6%</b>	<b>-143</b>	<b>953</b>	<b>835</b>	<b>783</b>	<b>810</b>	<b>911</b>	<b>829</b>	<b>688</b>			<b>-12%</b>	<b>-95</b>	

O EBITDA reportado do grupo EDP atingiu €2.410M nos 9M18. Excluindo a contribuição das redes de gás da P. Ibérica, alienadas no 2S17 (€140M nos 9M17), e efeitos não recorrentes(\*), o EBITDA recorrente caiu 6% (-€143M), para €2.428M nos 9M18, em linha com o impacto cambial (-6% ou -€132M), decorrente da depreciação do BRL e, em menor extensão, do USD face ao Euro. Nos 9M18, a performance do EBITDA reflectiu também o efeito positivo de i) forte recuperação de hidraulicidade e apertado controlo de custos; ii) crescimento acentuado da EDP Brasil, em moeda local e iii) benefício de expansão de portfólio, em particular na EDPR. Ainda assim, estes efeitos foram compensados pelo impacto de alterações regulatórias em Portugal (-€169M em termos homólogos e recorrentes) e por fracos recursos eólicos (em particular no 3T18, com uma eolicidade 11% abaixo do cenário P50).

**ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (36% do EBITDA) - O EBITDA caiu 12% vs. 9M17 (-€121M), para €869M nos 9M18,** penalizado i) pelo efeito cambial de -€34M (sobretudo devido à depreciação do USD vs. EUR), ii) uma fraca eolicidade (4% abaixo de P50 nos 9M18 vs. 1% abaixo nos 9M17), iii) menor preço de venda (-8% ex-Forex vs. 9M17), suportado por Espanha, Polónia, Roménia e EUA; iv) menores receitas com parcerias institucionais (-€43M em termos homólogos); e v) nos 9M17, o impacto da primeira venda de participação no projecto offshore UK (3T17). Estes efeitos mais que compensaram a contribuição da expansão do portfólio (+6% na capacidade média) em mercados como EUA, Itália, França e Brasil.

**PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (26% do EBITDA) - O EBITDA aumentou 20% em termos homólogos, para €622M, incluindo uma provisão não-recorrente de €18M (mais detalhe na p.11). Excluindo este efeito, o EBITDA recorrente subiu 24%, para €640M nos 9M18,** já que os benefícios da forte retoma da hidraulicidade mais que compensou o efeito combinado de cortes regulatórios em Portugal (maioritariamente no 4T17) e do contexto de preços grossistas elevados e com fraca volatilidade, que prejudicou os resultados de gestão de energia e comercialização, face à estratégia de hedging adoptada pela EDP. Em termos regulatórios, as alterações ocorridas em Portugal resultaram num aumento de custo com o clawback, ISP, taxa de adicionamento de CO2 (+€53m vs. 9M17) e na redução do ajustamento final do CMEC.

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (20% do EBITDA) – Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica, o EBITDA caiu cerca de 19% em termos homólogos, para €477M nos 9M18,** essencialmente suportado por: (i) em Portugal (77% 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 €116M; e (ii) em Espanha (22% 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).

**BRASIL (19% do EBITDA) – O EBITDA desceu 2% em termos homólogos, para €455M nos 9M18,** influenciado por um impacto de -€97M decorrente da depreciação de 18% do BRL vs. EUR. **Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil cresceu 19% (+R\$312M em termos homólogos) para R\$1,952M nos 9M18,** reflectindo: i) +R\$85M em termos homólogos na distribuição, por via de uma melhoria da performance operacional (incluindo a redução de perdas); ii) melhores resultados na central de carvão de Pecém maioritariamente devido à disponibilidade acima da referência contractual (+R\$112M em termos homólogos); e iii) adequada gestão integrada do portfólio que levou a um impacto do GSF líquido de coberturas de +R\$135M em termos homólogos.

(\* ) Itens não recorrentes: i) **+€558M nos 9M17, inteiramente justificado pelo ganho obtido na venda da Naturgás Energia Distribución;** ii) **-€18M nos 9M18, correspondente ao impacto referente ao 2S17, da diferença entre o ajuste final do CMEC reconhecido em Dez-17 e aprovado pelo Governo em Mai-18.**

(1) Inclui efeitos não recorrentes(\*) e, em 2017, a contribuição de redes de gás; (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Itália, Bélgica, Reino Unido.

# Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.	4T17	1T18	2T18	3T18	3T18 YoY	
									Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>2.410</b>	<b>3.269</b>	<b>-26%</b>	<b>-859</b>	<b>721</b>	<b>893</b>	<b>829</b>	<b>688</b>	<b>-50%</b>	<b>-678</b>
Provisões	283	1	n.m.	282	(5)	(7)	4	286	-	286
Amortizações e imparidades exercício	1.049	1.055	-1%	-6	621	351	348	350	1%	4
<b>EBIT</b>	<b>1.078</b>	<b>2.213</b>	<b>-51%</b>	<b>-1.135</b>	<b>105</b>	<b>549</b>	<b>477</b>	<b>53</b>	<b>-95%</b>	<b>-968</b>
Juros financeiros líquidos	(440)	(511)	14%	71	(180)	(148)	(144)	(148)	12%	20
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	15	24	-38%	-9	(4)	6	6	3	-14%	-0
Custos financeiros capitalizados	23	24	-3%	-1	9	7	8	9	13%	1
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(134)	(138)	3%	4	(49)	(44)	(45)	(46)	-5%	-2
Diferenças de câmbio e derivados	8	(44)	-	52	9	25	(10)	(7)	75%	21
Rendimentos de participações de capital	(20)	(18)	-12%	-2	(8)	(8)	(5)	(7)	-	1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	19	25	-25%	-6	4	15	5	(0)	-	-1
Outros ganhos e perdas financeiros	85	44	93%	41	4	19	37	30	141%	17
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(443)</b>	<b>(593)</b>	<b>25%</b>	<b>150</b>	<b>(215)</b>	<b>(127)</b>	<b>(150)</b>	<b>(166)</b>	<b>25%</b>	<b>57</b>
<b>Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 28)</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>-16%</b>	<b>-2</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>58%</b>	<b>2</b>
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>644</b>	<b>1.631</b>	<b>-61%</b>	<b>-987</b>	<b>(110)</b>	<b>423</b>	<b>330</b>	<b>(108)</b>	<b>-</b>	<b>-910</b>
<b>IRC e Impostos Diferidos</b>	<b>50</b>	<b>175</b>	<b>-71%</b>	<b>-125</b>	<b>(165)</b>	<b>74</b>	<b>43</b>	<b>(67)</b>	<b>-</b>	<b>-123</b>
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>8%</i>	<i>11%</i>	<i>-</i>	<i>-3,0 pp</i>	<i>150%</i>	<i>18%</i>	<i>13%</i>	<i>62%</i>	<i>0%</i>	<i>54,6 pp</i>
<b>Contribuição Extraordinária para o Sector Energético</b>	<b>65</b>	<b>69</b>	<b>-6%</b>	<b>-4</b>	<b>(0)</b>	<b>66</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>	<b>-53%</b>	<b>-1</b>
<b>Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)</b>	<b>231</b>	<b>239</b>	<b>-3%</b>	<b>-8</b>	<b>89</b>	<b>116</b>	<b>75</b>	<b>40</b>	<b>-14%</b>	<b>-7</b>
<b>Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP</b>	<b>297</b>	<b>1.147</b>	<b>-74%</b>	<b>-849</b>	<b>(33)</b>	<b>166</b>	<b>214</b>	<b>(83)</b>	<b>-</b>	<b>-779</b>

As **amortizações e imparidades** caíram 1% em termos homólogos, para €1.049M nos 9M18, suportadas pela exclusão de perímetro de consolidação dos activos de distribuição de gás (€19M nos 9M17) e pelo impacto cambial (-€40M em termos homólogos). Nos 9M18, esta rúbrica reflecte também o impacto das novas adições de capacidade nos últimos 12 meses.

A 26-Set-18, a DGEG notificou a EDP sobre o Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia (SEE) de 29-Ago-18, quantificando em €285M o impacto financeiro da alegada sobrecompensação dos CMEC (detalhes na pág. 11). Considerando que este Despacho carece de fundamento técnico, económico e legal, a EDP apresentou a 8-Out-18 uma reclamação graciosa. Apesar do Grupo EDP considerar que não existiram quaisquer aspectos inovatórios ponderados nos ajustamentos anuais ou no ajustamento final dos CMEC, registou uma provisão de €285M no 3T18. Como consequência, as **provisões** ascenderam a €283M nos 9M18.

Os **resultados financeiros líquidos** melhoraram 25% face aos 9M17 (+€150M), para -€443M nos 9M18, suportados pela redução na dívida líquida e respectivo custo (+€71M); e ainda por diferenças de câmbio e derivados mais favoráveis (+€52M vs. 9M17, para €8M nos 9M18, principalmente devido à evolução EUR/USD). Os **juros financeiros líquidos suportados melhoraram 14% face aos 9M17**, para €440M nos 9M18, na medida em que a redução de dívida ao longo de 2017, a par da melhoria das condições de financiamento e gestão activa de dívida, proporcionaram uma queda de 40bp no custo médio da dívida (de 4,1% nos 9M18 para 3,7% nos 9M17) e uma queda de 11% (-€1,9MM) na dívida média. Os **custos financeiros capitalizados**, no valor de €23M nos 9M18 e estáveis, em termos homólogos, dizem essencialmente respeito à construção de nova capacidade e com redes reguladas. Adicionalmente, importa detalhar ao nível de **outros resultados financeiros**: nos 9M18, a venda de uma participação de 20% no projeto eólico offshore no Reino Unido (+€15M, no 1T18) e o badwill resultante da aquisição de uma posição na Celesc (+€15M no 2T18); nos 9M17, o ganho registado na venda de uma posição de 3,5% na REN (+€25M no 2T17).

Os **ganhos e perdas com empresas associadas** ascenderam a €9M nos 9M18 (-€2M vs. 9M17). (Detalhe na pág. 28)

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €50M nos 9M18 (-€125M vs. 9M17). De referir que excluindo a provisão não recorrente de €285M, acima mencionada, a taxa efectiva de imposto situou-se em 15% nos 9M18.

Os **interesses não controláveis** totalizaram €231M nos 9M18 (-3% em termos homólogos), reflexo do impacto líquido de i) menor peso de minoritários na EDPR e o seu menor contributo para o resultado líquido; e ii) o crescimento do resultado líquido na EDP Brasil. (Detalhes na página 28).

Em suma, o resultado líquido atingiu €297M nos 9M18, muito penalizado por efeitos não recorrentes(\*): -€273M de impacto líquido vs. +€514M nos 9M17. Excluindo efeitos não recorrentes e a contribuição de redes de gás nos 9M17, o **resultado líquido subiu 2%** em termos homólogos, já que a melhoria na EDP Brasil e a recuperação hídrica na P. Ibérica mais que compensaram o efeito de alterações regulatórias adversas em Portugal, maioritariamente conhecidas no 4T17, e a performance da EDPR.

(\* *Eventos não recorrentes: (i) +€514M nos 9M17, incluindo o ganho na venda da Naturgas Energia Distribución (€558M), o ganho na venda da posição da REN (€25M) e contribuição extraordinária para o sector de energia (-€69M); (ii) -€273M nos 9M18, incluindo o efeitos líquido da provisão para aspectos inovatórios no CMEC (-€195M), o impacto referente ao 2S17 da diferença entre o ajuste final do CMEC reconhecido em 2017 e o aprovado em Mai-18 (-€13M) e a contribuição extraordinária para o sector de energia (-€65M).*

(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.

Invest. Operacional (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>1.005</b>	<b>652</b>	<b>54%</b>	<b>+353</b>
Eólico & Solar	926	715	30%	+211
Brasil	55	2	n.m.	+53
P. Ibérica e Outro	25	(65)	-	+89
<b>Manutenção</b>	<b>392</b>	<b>426</b>	<b>-8%</b>	<b>-34</b>
Redes Reguladas P. Ibérica	150	217	-31%	-67
Redes Reguladas Brasil	103	117	-12%	-14
Outro	139	93	50%	+46
<b>Investim. Operacional Consolidado</b>	<b>1.397</b>	<b>1.078</b>	<b>30%</b>	<b>+319</b>

	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
<b>Expansão</b>	<b>112</b>	<b>351</b>	<b>188</b>	<b>365</b>	<b>283</b>	<b>217</b>	<b>505</b>	
Eólico & Solar	93	331	291	337	265	199	461	
Brasil	-	1	1	9	5	11	39	
P. Ibérica e Outro	19	19	(103)	20	13	7	5	
<b>Manutenção</b>	<b>140</b>	<b>144</b>	<b>143</b>	<b>282</b>	<b>85</b>	<b>144</b>	<b>163</b>	
Redes Reguladas P. Ibérica	73	73	71	132	34	52	63	
Redes Reguladas Brasil	42	35	39	41	26	34	43	
Outro	25	36	32	109	24	58	57	
<b>Investim. Operacional Consolidado</b>	<b>252</b>	<b>495</b>	<b>331</b>	<b>647</b>	<b>368</b>	<b>362</b>	<b>668</b>	



Investimentos/(Desinvestimentos) Financeiros Líquidos (1) (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimentos</b>	<b>83</b>	<b>392</b>	<b>-79%</b>	<b>-309</b>
Perímetro EDPR	2	7	-75%	-5
Perímetro EDP Brasil	81	56	46%	+25
OPA sobre EDPR	-	298	-	-298
P. Ibérica e Outros	-	31	-	-31
<b>Desinvestimentos</b>	<b>90</b>	<b>2.544</b>	<b>-96%</b>	<b>-2.454</b>
Perímetro EDPR	40	272	-85%	-231
Perímetro EDP Brasil	10	-	-	+10
Venda de Naturgas (NED)	40	2.221	-98%	-2.182
P. Ibérica e Outro	-	51	-	-51
<b>Investim. Financeiro Líquido</b>	<b>(7)</b>	<b>(2.152)</b>	<b>100%</b>	<b>+2.145</b>

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €1.397M nos 9M18 (+30% em termos homólogos), reflexo de uma aceleração de no investimento em expansão, maioritariamente relacionada com energia eólica e transmissão (Brasil). De acordo com a estratégia da EDP, 89% do total de investimento operacional foi dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo, incluindo projetos de expansão (c70% do investimento operacional total).

O **investimento operacional de manutenção** (€392M no 9M18) foi maioritariamente absorvido pelas redes reguladas no Brasil e na P. Ibérica (65% do total). A queda nos 9M18 está relacionada sobretudo com a venda da distribuição de gás na P. Ibérica (€24M investidos nos 9M17) e com a depreciação cambial do BRL face ao Euro.

O **investimento em expansão** foi especialmente dedicado à construção de nova capacidade renovável e a novas linhas de transmissão no Brasil:

**1) Nova capacidade eólica e solar:** o investimento atingiu €926M nos 9M18, 58% do qual na América do Norte, 27% na Europa e 14% no Brasil. A capacidade eólica *onshore* em construção a Set-18 ascendia a 900MW: 67% nos EUA, 15% no Brasil e 18% na Europa.

**2) Novas linhas de transmissão no Brasil:** nos 9M18 registou-se uma aceleração do investimento, tendo-se situado nos €55M, dado que a execução do investimento planeado de R\$3,1MM até 2022 (5 novas linhas de transmissão) estará concentrado no período 2019-2021 (95% do total).

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €7M nos 9M18, incluindo os efeitos de: (i) a aquisição de 19,6% da Celes (Centrais Elétricas de Santa Catarina) no Brasil por €77M, finalizada em Abr-18; (ii) a venda de uma participação de 20% do parque eólico *offshore* em Moray East (UK) por €40M e o recebimento de €40M adicionais nos 9M18 da venda da Naturgas Energia Distribución ('NED'), e a conclusão da venda da mini hídrica, Costa Rica, no Brasil (€10M).

**Em conclusão, a actividade de expansão líquida resultou num investimento líquido total de €957M nos 9M18**, incluindo uma aceleração do investimento em expansão (+€353M em termos homólogos), receitas de novos TEI (€71M nos 9M18) e um impacto líquido imaterial de alienações, aquisições ou parecerias com investidores institucionais. Note-se que, nos 9M17, a actividade de investimento foi marcada por uma intensa alteração no portfólio de activos do grupo (€2.2MM) e por um investimento elevado em fundo de maneo relacionado com fornecedores de ativos fixos.

Finalmente, importa referir que a expansão líquida de actividade não reflecte ainda o impacto global das vendas já acordadas (€0,2MM, na venda de centrais mini-hídricas no Brasil e de posição em projectos de biomassa, a Bioelectrica, em Portugal) e o encaixe total dos TEI já acordados (€0,2MM).

Sumário de Actividade Expansão (1) (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	1.005	652	54%	+353
Investim. Financeiro Líquido	(7)	(2.152)	100%	+2.145
Encaixe Parcerias Institucionais	(71)	(101)	30%	+31
Outro (2)	30	506	-94%	-476
<b>Total</b>	<b>957</b>	<b>(1.096)</b>	<b>-</b>	<b>+2.053</b>

(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)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Actividades Operacionais</b>				
Recebimentos de clientes	10.244	10.341	-1%	-97
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	905	593	53%	+312
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(8.604)	(8.396)	-2%	-208
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(356)	(709)	50%	+353
<b>Fluxo gerado pelas operações</b>	<b>2.188</b>	<b>1.829</b>	<b>20%</b>	<b>+359</b>
Receb./pagamentos de imposto s/ o rendimento	(66)	(608)	89%	+542
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>2.122</b>	<b>1.221</b>	<b>74%</b>	<b>+901</b>
<b>Fluxo das Actividades de Investimento</b>	<b>(1.437)</b>	<b>593</b>	<b>-</b>	<b>-2.030</b>
<b>Fluxo das Actividades de Financiamento</b>	<b>(2.108)</b>	<b>(1.812)</b>	<b>-16%</b>	<b>-296</b>
<b>Varição de caixa e seus equivalentes</b>	<b>(1.422)</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-1.424</b>
Efeito das diferenças de câmbio	(58)	(64)	9%	+6

Varição da Dívida Líquida (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (1)</b>	<b>2.060</b>	<b>2.238</b>	<b>-8%</b>	<b>-177</b>
EBITDA recorrente	2.428	2.571	-6%	-143
Investimento em Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(368)	(333)	-10%	-35
Investimento Operacional em Manutenção	(415)	(474)	13%	+60
Juros financeiros líquidos pagos	(416)	(486)	14%	+70
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(120)	(174)	31%	+55
Outros	(129)	(183)	29%	+53
<b>Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente</b>	<b>981</b>	<b>920</b>	<b>7%</b>	<b>+60</b>

<b>Expansão</b>	<b>(957)</b>	<b>1.096</b>	<b>-</b>	<b>-2.053</b>
Capex de Expansão	(1.005)	(652)	-54%	-353
Invest./Desinvest. Fin. Líquidos(1)	7	2.152	-100%	-2.145
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA (eólic)	71	101	-30%	-31
Outros	(30)	(506)	94%	+476

<b>Varição de Activos Regulatórios</b>	<b>209</b>	<b>(419)</b>	<b>-</b>	<b>+628</b>
<b>Dividendos pagos a Accionistas EDP</b>	<b>(691)</b>	<b>(691)</b>	<b>0%</b>	<b>+0</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>5</b>	<b>507</b>	<b>-99%</b>	<b>-502</b>
<b>Outros (Incluindo ajustamentos não recorrentes)</b>	<b>(149)</b>	<b>(625)</b>	<b>76%</b>	<b>+475</b>
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>(603)</b>	<b>788</b>	<b>-</b>	<b>-1.391</b>

Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>2.410</b>	<b>3.269</b>	<b>-26%</b>	<b>-859</b>
Imposto corrente	(158)	(90)	-75%	-67
Juros financeiros líquidos	(440)	(511)	14%	+71
Resultados de associadas e dividendos	(11)	16	-	-27
Ajustamentos a FFO	(181)	(74)	-145%	-107
<b>Fundos Gerados pelas Operações (FFO)</b>	<b>1.621</b>	<b>2.610</b>	<b>-38%</b>	<b>-989</b>

O fluxo de caixa orgânico recorrente subiu para €981M nos 9M18, essencialmente suportado por um decréscimo de juros líquidos suportados e por um investimento em manutenção mais baixo. Note-se que o impacto negativo dos desenvolvimentos regulatórios em Portugal durante o último ano e da alienação do negócio ibérico de distribuição de gás (€129M nos 9M17) ao nível do fluxo de caixa orgânico recorrente será atenuado pelo correspondente efeito fiscal.

Em detalhe, importa mencionar: (i) o fluxo de caixa operacional recorrente, no valor de €2,1MM nos 9M18, registou uma queda de €0,2MM em termos homólogos, reflexo do menor EBITDA recorrente (detalhes na pág. 3); (ii) Juros líquidos pagos (líquido de juros capitalizados) no valor de €416M, registando uma melhoria de €70M em termos homólogos, espelhou a trajetória de redução de dívida e do respectivo custo.

O investimento de expansão líquido de desinvestimentos (€957M nos 9M18) absorveu quase inteiramente o fluxo de caixa orgânico recorrente. A expansão de actividade compreendeu a construção de nova capacidade eólica (sazonalmente forte no 3T18), o investimento na CELESC (R\$0.3MM), a venda de participação de 20% no projecto offshore de Moray no UK (£36M) e a venda da mini-hídrica Costa Rica, no Brasil (R\$43M). De notar que o 9M17 foi impactado por desinvestimentos líquidos (€2,2MM), incluindo o efeito líquido de venda de Naturgas e aumento de posição na EDPR (€1,9MM), a venda de participações (€0,25MM, na venda à CTG de uma posição minoritária em parques eólicos em Portugal e na venda de posição de 3,5% na REN); e ainda pela consolidação integral de activos eólicos no México (€0,2MM).

Os activos regulatórios nos 9M18 caíram €209M face a Dez-17, maioritariamente influenciados por Portugal.

Em 2-Mai-18, a EDP colocou à disposição dos accionistas o valor anual dos dividendos: €691M ou €0,19/acção.

As variações cambiais tiveram um impacto reduzido na dívida líquida, incluindo efeitos de sinal contrário decorrentes da apreciação do USD (+4%) e da depreciação do BRL (-15%), ambos face ao Euro comparativamente a Dez-17.

Os impactos não recorrentes (incluídos em Outros) ascenderam a €0,1MM nos 9M18, incluindo a contribuição extraordinária para o Fundo de pensões. Nos 9M17 esta rubrica ascendia a €0,6MM (igualmente distribuídos entre pagamento de impostos sobre securitizações efectuadas em Portugal durante 2016 e um pagamento de IVA em Espanha, recuperado no 4T17).

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €603M vs. Dez-17 para €14,5MM a Set-18, traduzindo um investimento sazonalmente forte no 3T18 e o adiamento de algumas vendas de activos e de participações em projectos renováveis.

O FFO desceu 38% vs. 9M17, totalizando €1.621M nos 9M18, reflexo de (i) uma queda de €859M no EBITDA reportado (detalhes na página 3); (ii) um aumento de €67M do imposto corrente, fortemente influenciado por maiores vendas de activos regulatórios a receber em Portugal durante 9M18 (~€0,9MM) face a 9M17 (€0,6MM); (iii) um decréscimo de €71M dos juros financeiros líquidos; e (iv) redução de €27M nos juros e dividendos líquidos de Associadas, decorrente da participação na REN, em 2017.

Activo (€ M)	Set vs. Dez		
	Set-18	Dez-17	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	23.050	22.731	319
Activos intangíveis	4.444	4.747	-303
Goodwill	2.244	2.233	11
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhe pág 28)	1.297	1.236	62
Impostos, correntes e diferidos	1.576	1.390	187
Inventários	356	266	91
Outros activos, líquido	6.702	7.028	-325
Depósitos colaterais	39	45	-7
Caixa e equivalentes de caixa	920	2.400	-1.480
<b>Total do Activo</b>	<b>40.629</b>	<b>42.075</b>	<b>-1.446</b>

Capital Próprio (€ M)	Set-18	Dez-17	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.662	9.546	-884
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)	3.855	3.934	-79
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>12.517</b>	<b>13.480</b>	<b>-963</b>

Passivo (€ M)	Set-18	Dez-17	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.047	16.918	-871
Médio e longo prazo	13.952	15.470	-1.518
Curto prazo	2.095	1.448	647
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.344	1.522	-179
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.130	1.249	-119
Provisões	1.112	753	359
Impostos, correntes e diferidos	1.260	1.122	138
Proveitos diferidos de invest. institucionais	951	915	37
Outros passivos, líquido	6.268	6.117	151
<b>Total do Passivo</b>	<b>28.112</b>	<b>28.595</b>	<b>-482</b>

<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>40.629</b>	<b>42.075</b>	<b>-1.446</b>
---	---------------	---------------	---------------

Benefícios aos Empregados (€ M)	Set-18	Dez-17	Δ Abs.
<b>Benefícios aos Empregados (antes de impostos)</b>	<b>1.344</b>	<b>1.522</b>	<b>-179</b>
Pensões	674	763	-89
Actos médicos e outros	669	759	-90
<b>Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)</b>	<b>-412</b>	<b>-459</b>	<b>47</b>
<b>Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)</b>	<b>932</b>	<b>1.064</b>	<b>-132</b>

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Set-18	Dez-17	Δ Abs.
<b>Receb. Futuros Actividade Regulada (antes imp.)</b>	<b>651</b>	<b>870</b>	<b>-219</b>
Portugal - Distribuição (1)	428	608	-180
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	115	237	-122
Brasil	108	26	82
<b>Ajustamento "Fair value" (+)</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)</b>	<b>-120</b>	<b>-266</b>	<b>146</b>
<b>Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)</b>	<b>532</b>	<b>604</b>	<b>-72</b>

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** manteve-se estável vs. Dez-17 em €27,5MM a Set-18, impactado principalmente por uma aceleração do CAPEX nos 9M18, que compensou os impactos negativos custos com amortizações, das diferenças de taxas de câmbio decorrentes da desvalorização do BRL (-15%) vs. EUR entre Dez-17 e Set-18, e da diminuição do stock de licenças de CO<sub>2</sub>. A Set-18, o imobilizado em curso ascendeu a €2,7MM (10% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 61% proveniente da EDPR, 6% da EDP Brasil e 33% ao nível da EDP.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** ficaram estáveis vs. Dez-17 (Detalhes na página 28). Note-se que algumas centrais mini-hídricas e uma central de biomassa, ambos em Portugal, estão classificadas como activos detidos para venda. De notar que, a Set-18, os investimentos financeiros incluem: i) €303M ao nível da EDPR, correspondentes a participações em parques eólicos (331MW) nos EUA e em Espanha, e participações de 57% e 43% em projectos *offshore* no Reino Unido e em França, respectivamente; ii) €415M ao nível da EDP Brasil, maioritariamente relacionados com as participações na Celesc (19.6%), Jari (50%), Cachoeira-Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); e iii) €266M 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** ficaram estáveis vs. Dez-17. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu um decréscimo de €0,3MM vs. Dez-17 para €6,7MM a Set-18, suportado essencialmente pelo decréscimo de €0,2MM dos activos regulatórios. 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** regrediu €0,2MM vs. Dez-17, para €651M a Set-18 (**€532M líquidos de impostos**), em virtude do efeito combinado da venda de €0,9MM dos activos regulatórios em Portugal mitigado pelo reflectir do défice tarifário anual nas contas da EDP. É de salientar que o défice do sistema em Portugal reduziu €0,5MM para €4,2MM, a redução foi impulsionada pelo aumento da procura de electricidade (+3,8% face ao período homólogo) e cortes regulatórios passados em Portugal.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** diminuíram €0,9MM, para €8,6MM a Set-18, reflectindo €0,3MM de resultado líquido gerado no período, mitigado pelo pagamento do dividendo anual (-€0,7MM), pelo impacto da adopção da IFRS 9 e IFRS 15 e pelo impacto de diferenças no câmbio a nível da consolidação, no seguimento da depreciação do BRL vs. EUR.

Os **interesses não controláveis** mantiveram-se constantes em relação a Dez-17, a €3,9MM a Set-18, dado que os resultados atribuíveis a minoritários no período foram mitigados pela depreciação do BRL vs. EUR e pelos dividendos pagos no período.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** caiu €0,2MM face a Dez-17 para €1,3MM a Set-18 (**€0,9MM, líquido de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos nos 9M18; e de uma contribuição extraordinária nos 9M18.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,1MM vs. Dez-17 para €1,1MM a Set-18, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de "tax equity" durante o período e nova estrutura de incentivos.

As **Provisões** a Set-18 ascenderam a €1,1MM (+€359M face a Dez-17). O acréscimo nesta rubrica explica-se pelo reconhecimento de uma provisão no valor de €285M relacionada com os CMECs (detalhes na pág. 11).

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

# Dívida Financeira Líquida

Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Set-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
<b>Dívida Financeira Nominal</b>	<b>15.787</b>	<b>16.575</b>	<b>-5%</b>	<b>-788</b>
EDP S.A. e EDP Finance BV	13.545	14.079	-4%	-534
EDP Renováveis	918	992	-8%	-74
EDP Brasil	1.324	1.504	-12%	-180
Juros da dívida a liquidar	210	261	-20%	-51
"Fair Value"(cobertura dívida)	50	81	-38%	-31
Derivados associados com dívida (2)	(97)	(141)	32%	45
Depósitos colaterais associados com dívida	(39)	(45)	14%	7
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(386)	(391)	1%	5

<b>Dívida Financeira</b>	<b>15.526</b>	<b>16.340</b>	<b>-5%</b>	<b>-814</b>
--------------------------	---------------	---------------	------------	-------------

Caixa e Equivalentes	920	2.400	-62%	-1.480
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	382	1.608	-76%	-1.227
EDP Renováveis	271	388	-30%	-117
EDP Brasil	267	404	-34%	-137
<b>Activos financ. ao justo valor atrav. resultados</b>	<b>101</b>	<b>38</b>	<b>168%</b>	<b>63</b>

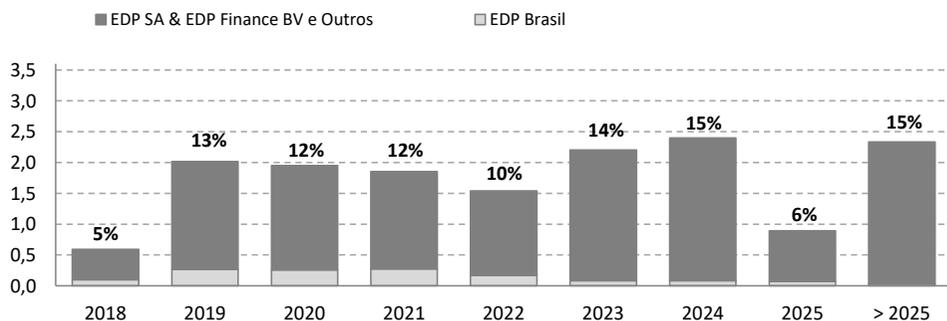
<b>Dívida Líquida do Grupo EDP</b>	<b>14.505</b>	<b>13.902</b>	<b>4%</b>	<b>603</b>
------------------------------------	---------------	---------------	-----------	------------

Linhas de Crédito a Set-18 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	jul/19
Linha Crédito "Revolving"	3.300	23	3.300	out/23
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	1.613	mar/23
Linhas Crédito Domésticas	226	10	226	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	2021
<b>Total Linhas Crédito</b>	<b>5.891</b>		<b>5.264</b>	

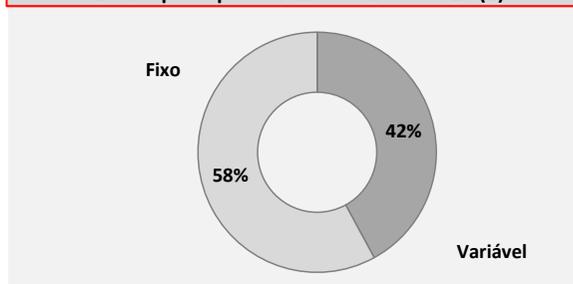
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
<b>EDP SA &amp; EDP Finance BV</b>	<b>BBB-/Stable/A-3</b>	<b>Baa3/Stable/P3</b>	<b>BBB-/Stab/F3</b>
Último Relatório de Rating	08/08/2017	03/04/2017	14/12/2017

Rácios de Dívida	Set-18 (3)	Dez-17
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (x) (3)	4,3x	3,7x

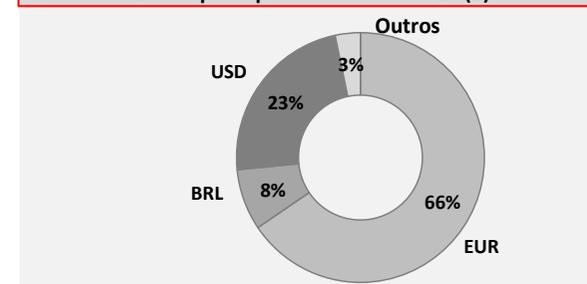
## Maturidade da Dívida a Set-18 (1)



## Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Set-18 (1)



## Dívida por Tipo de moeda - Set-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'.

No que se refere às **principais operações de refinanciamento nos 9M18**, em Fev-18 a EDP amortizou USD531M 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, sujeito a aprovação dos bancos), que pode ser levantado tanto em EUR como em USD, substituindo uma RCF de €2.000M cuja maturidade seria atingida a Fev-20. Em Jun-18, a EDP emitiu uma obrigação de €750M com um yield de 1,67% e maturidade a Jan-26. Em Set-18 a EDP exerceu a opção (e teve a aprovação dos bancos) para prolongar a maturidade da RCF de €3.300M, por um ano, até Out-23. Em Out-18 a EDP fez a sua primeira emissão de *Green Bonds* no valor de €600M, com uma maturidade de 7 anos e uma remuneração nominal de 1.959%. 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.

O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 79% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. **As necessidades de refinanciamento para 2018** ascendem a €0,6MM, dos quais €0,2MM em obrigações e €0,4MM em empréstimos bancários. **Em 2019 e 2020** as necessidades de refinanciamento totalizam aproximadamente €4,0MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €6,3MM a Set-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

Balço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M18	9M17	Δ%	9M18	9M17	Δ%	9M18	9M17	Δ%
Hidroeléctrica	9,9	5,4	83%	29,5	17,2	72%	39,4	22,6	74%
Nuclear	-	-	-	39,9	42,6	-6%	39,9	42,6	-6%
Carvão	8,2	10,2	-20%	24,8	29,7	-17%	33,0	39,9	-17%
CCGT	7,9	10,5	-25%	17,8	22,2	-20%	25,7	32,7	-21%
(-) Bombagem	(1,1)	(1,5)	-29%	(2,4)	(2,6)	-5%	(3,5)	(4,1)	-14%
<b>Regime Convencional</b>	<b>24,9</b>	<b>24,6</b>	<b>1%</b>	<b>109,6</b>	<b>109,2</b>	<b>0%</b>	<b>134,5</b>	<b>133,8</b>	<b>1%</b>
Eólica	8,7	8,9	-2%	35,8	34,6	3%	44,4	43,5	2%
Outras	7,1	6,7	6%	36,3	36,9	-2%	43,4	43,6	-0%
<b>Regime Especial</b>	<b>15,8</b>	<b>15,6</b>	<b>1%</b>	<b>72,0</b>	<b>71,5</b>	<b>1%</b>	<b>87,8</b>	<b>87,1</b>	<b>1%</b>
Importação/(exportação)	(2,6)	(3,2)	-20%	9,3	8,7	8%	6,8	5,5	24%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>38,1</b>	<b>37,0</b>	<b>3,0%</b>	<b>191,0</b>	<b>189,3</b>	<b>0,9%</b>	<b>229,1</b>	<b>226,3</b>	<b>1,2%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			1,7%			1,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M18	9M17	Δ%	9M18	9M17	Δ%	9M18	9M17	Δ%
Procura convencional	32,9	31,4	5%	209,0	197,1	6%	241,9	228,5	6%
Procura para produção electricidade	16,2	21,5	-25%	42,6	50,3	-15%	58,8	71,9	-18%
<b>Procura Total</b>	<b>49,1</b>	<b>53,0</b>	<b>-7%</b>	<b>251,6</b>	<b>247,5</b>	<b>2%</b>	<b>300,7</b>	<b>300,4</b>	<b>0%</b>

A procura de electricidade na P. Ibérica aumentou 1,2% nos 9M18, continuando a crescer no 3T18 (+0,8% YoY), apesar de a um ritmo inferior face ao 1S18 que foi marcado por temperaturas mais frias que o habitual. Em Espanha (83% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 1,1% face aos 9M18. Em Portugal (17% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 1,7% face aos 9M17, influenciada quer pelo segmento residencial quer industrial.

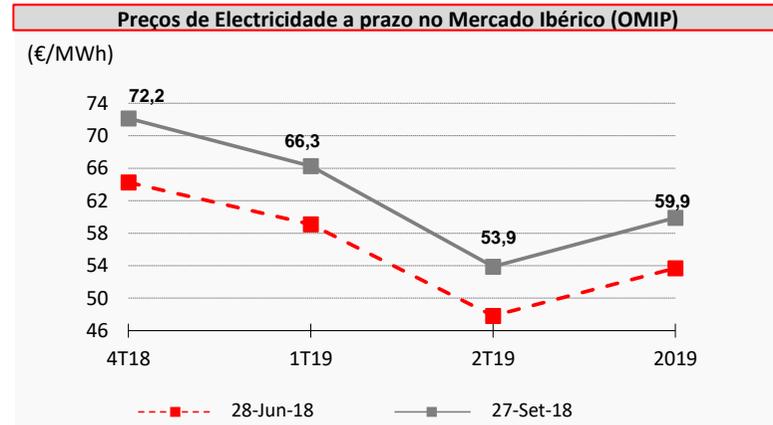
A capacidade instalada na P. Ibérica reduziu em 0.6GW para 118.8GW a Set-18, refletindo sobretudo uma redução da capacidade instalada em cogeração.

A procura residual térmica (PRT) diminuiu 19% nos 9M18 (-14TWh), suportada essencialmente pela forte recuperação dos recursos hídricos na P. Ibérica desde Mar-18 (20% e 40% acima da média de longo prazo em Portugal e Espanha, respectivamente, face a 43% abaixo da média nos 9M17), que permitiu o aumento da produção hídrica em 17TWh face ao período homólogo (em termos líquidos de bombagem), e a recuperação dos níveis dos reservatórios em linha com a média histórica em Set-18, face a níveis extremamente baixos em Dez-17. A produção eólica aumentou 0.9TWh face aos 9M17, reflectindo recursos eólicos excepcionais no 1T18 (mais que compensando um decréscimo de 19% no 3T18 face ao período homólogo devido a recursos eólicos fracos), e as importações líquidas subiram 1,3TWh. Por sua vez, a produção nuclear caiu 2,7TWh, reflectindo diversas paragens, particularmente no 2T18. Como consequência, a produção a carvão diminuiu 17% (-7TWh) e a produção das CCGT desceu 21% (-7TWh). Em termos gerais, o crescimento da procura na P. Ibérica (+2,8TWh) foi satisfeito pelo aumento da produção de renováveis e importações, resultando em factores de utilização inferiores para o carvão (-10p.p. para 45%) e CCGT's (-4p.p. para 14%), respetivamente.

O preço médio à vista aumentou 10% em termos homólogos, para cerca de €55/MWh nos 9M18, impulsionado pela subida dos preços do carvão, gás e CO<sub>2</sub>, avançando 36% no 3T18 vs. 3T17, influenciado também pela menor produção eólica e restrições no parque nuclear em França no período. O preço médio de CO<sub>2</sub> disparou 172% nos 9M18 em termos homólogos, para €14,4/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha subiu 25%, para €72/MWh nos 9M18. A diferença entre o preço final de electricidade e o preço da pool é essencialmente explicada pela contribuição da criação de perfis, do mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo foi relativamente estável face ao período homólogo, reflectindo o impacto combinado de: (i) um aumento de 6% na procura de gás convencional (80% do total na P. Ibérica), explicado essencialmente por temperaturas mais frias, nomeadamente no início do ano; e (ii) uma diminuição de 18% no consumo de gás para produção de electricidade (20% do total na P. Ibérica), devido a uma redução da procura residual térmica.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M18	9M17	Δ%
Hídrica	26,4	24,5	8%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,3	0%
CCGT	28,8	28,8	0%
<b>Regime Convencional</b>	<b>73,5</b>	<b>71,5</b>	<b>3%</b>
Eólica	28,6	28,5	0%
PRE's (outras)	16,7	19,4	-14%
<b>Regime Especial</b>	<b>45,3</b>	<b>47,9</b>	<b>-5%</b>
<b>Total</b>	<b>118,8</b>	<b>119,4</b>	<b>-1%</b>



Factores Chave (1)	9M18	9M17	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,20	0,57	111%
Espanha	1,40	0,60	133%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,98	1,01	-3%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	56	50	10%
Espanha	55	50	10%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	72	58	25%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> , €/ton	14,4	5,3	172%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	92	81	13%
Mibgas (€/MWh)	24	20	19%
Gás NBP, €/MWh	22	17	35%
Brent, USD/Barril	72	52	39%
EUR/USD	1,19	1,11	7%

# Produção e Comercialização no Mercado Ibérico

DR Operacional (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.133</b>	<b>973</b>	<b>16%</b>	<b>+159</b>
OPEX (1)	320	337	-5%	-16
Outros custos operacionais (líq.)	190	118	61%	+72
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>511</b>	<b>455</b>	<b>12%</b>	<b>+56</b>
<b>EBITDA</b>	<b>622</b>	<b>518</b>	<b>20%</b>	<b>+104</b>
Amortizações, imparidades e provisões	572	285	100%	+286
<b>EBIT</b>	<b>50</b>	<b>233</b>	<b>-78%</b>	<b>-183</b>

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M18	9M17	Δ%	Δ Abs.
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>988</b>	<b>720</b>	<b>37%</b>	<b>+268</b>
Volume Total (TWh) - Detalhe abaixo	53	53	-0%	-0,3
Margem Unitária (€/MWh)	18,7	13,6	38%	+5,1
Antes de Coberturas (€/MWh) - Detalhe abaixo	19,6	12,5	57%	+7,1
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (2)	(1,0)	1,1	-	-2,0
Outros	144	253	-43%	-108,4
Produção e Comercial. electricidade (Detalhe Pág 12)	150	259	-42%	-108,9
Trading de Gás, Outros e Ajustamentos	(6)	(6)	8%	+0,5
<b>Total</b>	<b>1.133</b>	<b>973</b>	<b>16%</b>	<b>+159</b>

Fontes & Destinos Electricidade	9M18	9M17	Δ%	9M18	9M17	Δ%
	<b>Produção (GWh)</b>			<b>Custo Variável (€/MWh) (3)</b>		
Produção própria (4)	25.517	25.074	2%	26	33	-21%
Compras	27.345	28.053	-3%	57	57	1%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>52.863</b>	<b>53.127</b>	<b>-0%</b>	<b>42</b>	<b>46</b>	<b>-8%</b>
	<b>Vendas Electric. (GWh)</b>			<b>Preço Médio (€/MWh) (5)</b>		
Perdas na Rede	3.245	2.656	22%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais	24.100	25.397	-5%	69	63	8%
Mercado Grossista	25.517	25.074	2%	63	59	7%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>52.863</b>	<b>53.127</b>	<b>-0%</b>	<b>62</b>	<b>58</b>	<b>6%</b>

Destinos de Gás (TWh)	9M18	9M17	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	8,4	10,7	-21%	-2,3
Vendido no mercado grossista	8,7	6,5	35%	+2,2
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	8,1	8,6	-6%	-0,5
<b>Total</b>	<b>25,3</b>	<b>25,8</b>	<b>-2%</b>	<b>-0,5</b>

A 3 de Maio, a EDP tomou conhecimento, por carta da DGEG de Abr-18, da homologação do valor de €154M, conforme proposto pela ERSE foi oficialmente aprovado. Embora a EDP considere que o acto administrativo contido no Despacho de homologação do Secretário de Estado da Energia (SEE) carece de fundamento técnico, económico e legal, e tenha instaurado uma Acção Administrativa nesse sentido, registou uma provisão correspondente à diferença dos valores já reconhecidos em receitas, traduzindo-se num impacto de -€30M no EBITDA, do qual -€18M é referente ao 2S17 (não recorrente).

Excluindo o impacto extraordinário de €18M, o **EBITDA recorrente da Produção e Comercialização subiu 24% em termos homólogos, para €640M nos 9M18**, suportado pela maior produção hídrica e respectivo contributo para o mix de geração (peso de 42% do mix de geração nos 9M18 face a um peso de 23% nos 9M17), em virtude da forte recuperação dos recursos hídricos desde Mar-18, que mais do que compensou os impactos adversos de: (i) alterações regulatórias em Portugal, nomeadamente o aumento dos custos com o clawback, ISP, taxa de adição de CO<sub>2</sub> e tarifa social (+€55m vs. 9M17) e a redução do ajustamento final do CMEC; e (ii) ambiente de preços elevados e com baixa volatilidade, que prejudicou os resultados de gestão de energia e da actividade de comercialização.

Excluindo o impacto não recorrente da ERSE, a **margem bruta cresceu 18% em termos homólogos, para €1.151M nos 9M18**, fruto de uma margem média unitária mais elevada (€19/MWh nos 9M18 vs. €14/MWh nos 9M17):

**Volumes:** O volume vendido permaneceu relativamente estável em termos homólogos, correspondendo a 53TWh nos 9M18, reflectindo uma queda de 5% de volume de electricidade vendido a clientes finais; e uma subida de 2% no mercado grossista, devido ao crescimento da produção. A produção própria subiu 2% em termos homólogos, reflectindo um aumento da produção hídrica; as compras de electricidade recuaram 3% vs. 9M17.

**Margens** <sup>(2)(3)</sup>: A margem média antes de coberturas subiu de €13/MWh nos 9M17, para €20/MWh nos 9M18, por força de um mix de produção mais barato. O **custo médio da electricidade vendida** caiu 8% em termos homólogos, para €42/MWh nos 9M18, suportado por uma maior contribuição de produção hídrica no mix de produção. O **preço médio da electricidade vendida** aumentou 6% em termos homólogos nos 9M18, reflectindo o impacto combinado de uma subida de 7% no preço médio nas vendas em mercado grossista e de um aumento de 8% no preço médio de venda a clientes.

Os **custos operacionais líquidos** ascenderam a €511M nos 9M18 (+12% vs. 9M17), impactados por custos regulatórios mais elevados em Portugal.

No dia 26-Set-18, a DGEG notificou a EDP sobre o Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 29-Ago-18 relativo ao impacto financeiro dos “aspectos inovatórios” dos Acordos de Cessação dos CAE, que quantificou em €285M a alegada sobrecompensação da EDP quanto ao cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado nas centrais que operavam em regime de CMEC. Adicionalmente, o mesmo despacho afirma estar ainda em estudo a possibilidade de serem exigidos à EDP até €72,9M, relativos a uma alegada sobrecompensação das centrais a operar em regime de CMEC pela sua participação no mercado de serviços de sistema. Considerando que o Despacho em causa carece de fundamento técnico, económico e legal, a EDP apresentou a 8-Out-18 uma reclamação graciosa e tomará todas as diligências necessárias, no sentido de defender os seus direitos e interesses, recorrendo a todos os meios legais ao seu alcance. Apesar do Grupo EDP considerar que não existiram quaisquer aspectos inovatórios ponderados nos ajustamentos anuais ou no ajustamento final dos CMEC, este aspecto foi reflectido através de uma provisão de €285M no 3T18. Como consequência, as **amortizações, imparidades e provisões** aumentaram 100% face aos 9M17, para €572M nos 9M18.

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 2% em termos homólogos, em resultado da descida de 21% do volume consumido pelas nossas centrais (-2.3TWh) e de 6% dos volumes vendidos a clientes finais (-0.5TWh). As vendas no mercado grossista aumentaram 35% face aos 9M17 (+2.2TWh).

A EDP está a adaptar a sua estratégia de cobertura às actuais condições de mercado. Neste sentido, a EDP tem já vendas contratadas de electricidade a clientes finais que totalizam ~17TWh, a um preço médio de €58/MWh (excluindo os volumes de clientes indexados), e uma posição fechada para cerca de 40% da produção a carvão esperada em 2019.

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

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

# Produção de Electricidade no Mercado Ibérico

DR Operacional (€ M)	9M18	9M17	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>931</b>	<b>758</b>	<b>23%</b>	<b>+173</b>
OPEX (1)	172	181	-5%	-9
Outros custos operacionais (líq.)	139	78	79%	+62
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>311</b>	<b>259</b>	<b>20%</b>	<b>+52</b>
<b>EBITDA</b>	<b>620</b>	<b>499</b>	<b>24%</b>	<b>+121</b>
Amortizações, imparidades; Provisões	544	275	98%	+269
<b>EBIT</b>	<b>75</b>	<b>224</b>	<b>-66%</b>	<b>-148</b>

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. A **produção** das centrais de geração (incluindo mini-hídricas, cogeração e resíduos) subiu 2% nos 9M18 (+0,6TWh vs. 9M17), para 26,1TWh, refletindo uma forte recuperação dos recursos hídricos desde Mar-18, o que permitiu um aumento da produção hídrica de 5,0TWh nos 9M18 face aos 9M17 e trazer os níveis dos reservatórios em linha com a média histórica em Set-18 (de níveis anormalmente baixos em Dez-17). Este crescimento da produção hídrica foi, contudo, parcialmente mitigado pela diminuição da produção a carvão (-2,6TWh) de CCGTs (-2,0TWh).

O **custo médio de produção** caiu 21% em termos homólogos, para €26/MWh nos 9M18, reflectindo sobretudo um aumento da contribuição da tecnologia hídrica (42% da produção total nos 9M18 face a 23% nos 9M17). O **custo de produção médio nas nossas centrais de carvão** aumentou 14% face aos 9M17, devido a um preço mais alto de carvão e de CO<sub>2</sub>. O **custo de produção médio em CCGTs** aumentou 5% em termos homólogos, reflectindo um maior preço de gás.

Dados-chave	9M18	9M17	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>26.094</b>	<b>25.461</b>	<b>2%</b>	<b>+634</b>
Hidroeléctrica	10.758	5.728	88%	+5.030
CCGT	3.950	5.934	-33%	-1.984
Carvão	9.954	12.517	-20%	-2.563
Nuclear	856	895	-4%	-39
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	577	387	49%	190
<b>Volume de Bombagem (GWh)</b>	<b>1.095</b>	<b>1.535</b>	<b>-29%</b>	<b>(440)</b>
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (2)</b>	<b>26</b>	<b>33</b>	<b>-21%</b>	<b>-7,0</b>
Hidroeléctrica	6	16	-66%	-10,8
CCGT	55	52	5%	+2,8
Carvão	39	34	14%	+4,9
Nuclear	5	5	7%	+0,3

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** subiu 23% em termos homólogos para €931M, beneficiando de um custo médio de produção mais baixo e de um aumento da margem bruta das mini-hídricas, cogeração e resíduos (+33% face aos 9M17), sustentado pela recuperação dos recursos hídricos, que mais do que compensou: (i) impacto não recorrente referente aos CMEC (€18M nos 9M18); (ii) um decréscimo de 14% nos pagamentos de capacidade; e (iii) um ambiente de preços elevado e com baixa volatilidade que limitou os ganhos com a gestão de energia e actividade de comercialização. De salientar que, o desvio anual da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC totalizou €111M no 1S17, tendo terminado em Jun-17 (€5M contabilizados no 9M18 reflectem ajustamentos de anos anteriores).

Os **custos operacionais líq.** aumentaram 20% em termos homólogos, para €311M nos 9M18, em larga medida devido ao aumento dos custos regulatórios em Portugal, apenas parcialmente compensados por um controlo rigoroso dos custos. Os **custos regulatórios** aumentaram 29% vs. 9M17, para €179M nos 9M18, em resultado de: (i) ao nível da margem bruta, um aumento de €7M nos custos com a tarifa social, ISP e taxa de adicionamento CO<sub>2</sub> em Portugal; (ii) ao nível do EBITDA, um aumento de €48M do clawback em Portugal, parcialmente mitigado pela queda dos impostos sobre a geração em Espanha.

<b>Factores de Utilização (%)</b>				
Hidroeléctrica	23%	12%	-	11p.p.
CCGT	16%	24%	-	-8p.p.
Carvão	63%	79%	-	-16p.p.
Nuclear	84%	88%	-	0p.p.
<b>Empregados (#)</b>	<b>1.523</b>	<b>1.619</b>	<b>-6%</b>	<b>-96</b>
<b>Investimento Operacional (€M)</b>	<b>96</b>	<b>90</b>	<b>7%</b>	<b>+6</b>
Expansão	18	53	-66%	-35
Manutenção	78	36	114%	+41

É de salientar que, em Espanha, o RDL 15/2018 de 5-Out-18 aprovou a suspensão do imposto de geração de 7% por um período de 6 meses, com efeito a partir de 1-Out-18, tendo ainda abolido o imposto do cêntimo verde sobre o gás natural. O RDL 15/2018 foi aprovado pelo Parlamento em 18-Out-18. Em conformidade, em Portugal, a Proposta de Lei de Orçamento de Estado para 2019 prevê que “o Governo procede, até final do primeiro trimestre de 2019, à revisão do mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de electricidade em Portugal (...) adaptando-o às novas regras do Mercado Ibérico de Electricidade. De notar 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.

Em relação aos pagamentos de capacidade em Espanha, a partir de Jul-18 os pagamentos de disponibilidade às centrais térmicas não foram estendidos pelo Ministério da Transição Ecológica. Em Portugal, 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 (resolução nº 2275-A/2017) foi inicialmente marcado para Mai-17, as receitas do pagamento de capacidade em Portugal durante 2017 corresponderam a €3M nos 9M17, tendo ascendido a €5M no final de 2017.

Outros detalhes adicionais (€ M)	9M18	9M17	Δ%	Δ Abs.
<b>Ao nível da margem bruta:</b>				
Garantia de potência	33	38	-14%	-5
Mini-hídricas, cog. & resíduos	43	33	33%	+11
Revisibilidade CMEC	5	111	-95%	-105
<b>Ao nível da EBITDA:</b>				
Custos regulatórios (3)	179	138	29%	+41

O **investimento operacional** subiu 7% vs. 9M17 para €96M nos 9M18, reflectindo essencialmente trabalhos de manutenção nas nossas centrais térmicas. Saliente-se que o investimento operacional de expansão ascendeu a €18M, respeitando a 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 CO<sub>2</sub>, 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.

	9M18	9M17	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>210</b>	<b>224</b>	<b>-6%</b>	<b>-14</b>
OPEX (1)	153	161	-5%	-7
Outros custos operacionais (líq.)	49	38	29%	+11
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>202</b>	<b>198</b>	<b>2%</b>	<b>+3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>8</b>	<b>26</b>	<b>-69%</b>	<b>-18</b>
Amortizações e imparidades	27	10	173%	+17
<b>EBIT</b>	<b>(19)</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>-35</b>

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 Set-18, o portfolio da EDP contava com 5,3M de clientes, sobretudo no segmento residencial e PME (cerca de 43% do total do consumo). Em Portugal, segundo os dados mais recentes da ERSE, 94% do consumo total de electricidade já estava a ser fornecido no mercado livre em Set-18. Note-se que, a seguinte publicação do DL 105/2017, os consumidores de electricidade em Portugal estão, desde 1-Jan-18, autorizados a regressar ao mercado regulamentado até ao final de 2020.

A EDP tem como objectivo expandir o seu portfolio de clientes, através da expansão da oferta de produtos e serviços inovadores, como parte da sua estratégia de construção de relações de longo prazo com os clientes suportada por um aumento do respectivo nível de satisfação e fidelidade. Em conformidade, a percentagem de clientes residenciais com oferta dual corresponde a 30% em Set-18, compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: (i) em Portugal, a penetração da oferta dual correspondia a 16% em Set-18; e (ii) em Espanha, a percentagem de clientes com oferta dual ascendia a 78% em Set-18. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração de contratos de serviços subiu de 17% em Set-17 para 18% em Set-18.

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 5% em termos homólogos, para 23,0TWh nos 9M18, reflectindo o impacto combinado de: (i) aumento de 4% face aos 9M17 no segmento residencial; e (ii) queda de 11% no segmento empresarial, reflexo de critérios comerciais mais selectivos.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** caiu 6% face aos 9M17 para €210M, penalizada por custos mais elevados da electricidade vendida no mercado ibérico, alterações regulatórias adversas em Portugal e ajustamentos relativos a anos anteriores.

Os **custos operacionais líquidos** subiram 2% face aos 9M17, para €202M nos 9M18. A EDP está a criar condições para diminuir o custo por cliente através do crescimento da taxa de digitalização e da melhoria do seu nível de satisfação: as facturas electrónicas representam 32% do total, em Set-18, um aumento de 3pp face a Set-17; as reclamações por contrato caíram 17%, para 16 por cada 1000 contratos em Set-18.

Dados-chave	9M18	9M17	Δ%	Δ Abs.
<b>Carteira de Clientes (mil)</b>				
<b>Electricidade</b>	<b>5.272</b>	<b>5.252</b>	<b>0%</b>	<b>+20</b>
Portugal	4.121	4.135	0%	-15
Espanha	1.151	1.116	3%	+35
<b>Gas</b>	<b>1.549</b>	<b>1.513</b>	<b>2%</b>	<b>+36</b>
Portugal	658	644	2%	+14
Espanha	891	869	3%	+22
<b>Taxa de penetração Dual Fuel (%)</b>	<b>30%</b>	<b>30%</b>	<b>2%</b>	<b>+0</b>
<b>Outros Serviços</b>				
Rácio de Serviços por contracto (%)	18%	17%	6%	1p.p.
<b>Volume de electricidade vendido (GWh)</b>	<b>23.000</b>	<b>24.170</b>	<b>-5%</b>	<b>-1.169</b>
Residencial	9.851	9.438	4%	+413
Industrial	13.149	14.731	-11%	-1.583
<b>Volume de gás vendido (GWh)</b>	<b>8.642</b>	<b>8.631</b>	<b>0%</b>	<b>+11</b>
Residencial	4.814	4.212	14%	+602
Industrial	3.828	4.420	-13%	-591
Facturação electrónica (%)	32%	29%	10%	3p.p.
Reclamações por 1000 contratos (#)	16	20	-17%	-3
Empregados (#)	579	520	11%	+59
OPEX por cliente (2) (€)	22	24	-5%	-1
EBITDA por cliente (2) (€)	1	4	-69%	-3
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>5%</b>	<b>+1</b>

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

Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.101</b>	<b>1.179</b>	<b>-7%</b>	<b>-79</b>
OPEX (1)	333	308	8%	+25
Outros custos operac. (líq.)	(102)	(120)	-15%	+18
<b>Custos Operacionais Líq.</b>	<b>231</b>	<b>189</b>	<b>23%</b>	<b>+43</b>
<b>EBITDA</b>	<b>869</b>	<b>991</b>	<b>-12%</b>	<b>-121</b>
Amortizações, impar.; Provisões	398	385	3%	+13
<b>EBIT</b>	<b>472</b>	<b>606</b>	<b>-22%</b>	<b>-134</b>
Resultados financeiros	(219)	(224)	-2%	+5
Resultados em associadas	2	2	-13%	-0
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>254</b>	<b>384</b>	<b>-34%</b>	<b>-129</b>
<b>Investim. Operac. (€ M) (2)</b>	<b>926</b>	<b>715</b>	<b>30%</b>	<b>+211</b>
Europa (3)	258	84	207%	+174
América do Norte	537	480	12%	+57
Brasil	131	150	-13%	-19
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados Gerais	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacid. Instalada (MW)</b>	<b>10.897</b>	<b>10.321</b>	<b>6%</b>	<b>+576</b>
Europa	5.204	5.057	3%	+147
América do Norte	5.363	5.060	6%	+303
Brasil	331	204	62%	+127
<b>Electric. Produzida (GWh)</b>	<b>20.667</b>	<b>19.817</b>	<b>4%</b>	<b>+850</b>
Factor méd. utilização (%)	30%	30%	-	-
Preço méd. venda (€/MWh)	53,7	60,6	-11%	-7
<b>Core Opex/MW Méd (€mil) (4)</b>	<b>31,2</b>	<b>30,7</b>	<b>2%</b>	<b>+0</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>1.364</b>	<b>1.206</b>	<b>13%</b>	<b>+158</b>
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>869</b>	<b>991</b>	<b>-12%</b>	<b>-121</b>
Europa (3)	457	536	-15%	-79
América do Norte	399	437	-9%	-39
Brasil	25	31	-19%	-6
Outros & Ajustam.	(12)	(14)	-12%	+2
<b>EBIT (€ M)</b>	<b>472</b>	<b>606</b>	<b>-22%</b>	<b>-134</b>
Europa (3)	273	354	-23%	-81
América do Norte	196	244	-19%	-47
Brasil	16	24	-31%	-7
Outros & Ajustam.	(14)	(16)	-9%	+1

Dados da Acção	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	8,71	7,20	21%	1,5
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	82,6%	82,6%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Investim. Financeiros, Act. detidos para vend:</b>	<b>303</b>	<b>317</b>	<b>-4%</b>	<b>-14</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.482</b>	<b>2.999</b>	<b>16%</b>	<b>+483</b>
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	609	577	6%	+32
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.872	2.422	19%	+451
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>1.610</b>	<b>1.475</b>	<b>9%</b>	<b>+135</b>
<b>Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)</b>	<b>1.130</b>	<b>1.131</b>	<b>0%</b>	<b>-1</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>6.311</b>	<b>6.334</b>	<b>0%</b>	<b>-23</b>
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,16	1,18	2%	-0,02

Resultados Financeiros (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(103)	(104)	1%	+1
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(61)	(69)	13%	+9
Custos capitalizados	16	10	55%	+6
Diferenças Cambiais e Derivados	(0)	(3)	89%	+3
Outros	(71)	(57)	-24%	-14
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(219)</b>	<b>(224)</b>	<b>2%</b>	<b>+5</b>

A EDP Renováveis (82,6% detida pela EDP), opera e desenvolve a **capacidade eólica e solar** do Grupo EDP. A Set-18, a EDPR operava 11.228MW (+576MW no 9M18 vs. 9M17), 331MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial, instalados em 11 países. A margem bruta da EDPR deriva principalmente de capacidade contratada (CAEs) ou tarifas reguladas permitindo maior visibilidade na geração de cash-flow.

**O EBITDA da EDPR diminuiu 12% face aos 9M17, para os €869M nos 9M18**, impactado por: i) efeito cambial adverso -€34M, (devido principalmente à depreciação do USD e BRL); ii) menor abundância de vento (4% abaixo da média histórica nos 9M18 vs. -1% nos 9M17); iii) preço médio de venda -8% ex-forex, dado os menores preços em Espanha, Polónia, Roménia e EUA; e iv) menor rendimento proveniente do término do prazo de 10 anos de alguns créditos fiscais de produção ("PTCs") (€43M). Estes impactos mais do que compensaram os 6% de aumento na capacidade média em operação suportado por aumentos de capacidade nos EUA, Itália, França e Brasil.

**O factor médio de utilização de 30%, foi 2% mais baixo do que nos 9M17.** A disponibilidade do recurso eólico nos 9M18 diminuiu 3% (níveis mínimos a 6 anos em termos de recurso eólico), largamente impactada pelo recurso eólico registado no 3T18 (-11% face ao P50). Note que os novos parques eólicos têm factores de utilização esperados acima da média do portefólio.

Os **custos operacionais** (Opex) aumentaram 8%, para os €333M em termos homólogos, devido à expansão de capacidade, maior número de colaboradores e impactado pelo efeito cambial. O core opex/MW médio em operação foi de €31,2K (+2% nos 9M18 vs. 9M17) explicado pelo efeito positivo cambial. **Outros custos operacionais (líquidos)** que são positivos, diminuíram €18M YoY, incluindo: i) +€29M do ganho da venda de 23% de participação de capital no projecto offshore Moray East no 3T17; e ii) aumento dos rendimentos provenientes de seguros e compensações;

**O EBIT diminuiu 22%** para €472M, nos 9M18 vs. 9M17, traduzindo: i) o menor EBITDA e ii) maiores provisões e D&A +3% nos €398M que reflecte a nova capacidade instalada e o efeito cambial.

**O investimento operacional totalizou €926M** nos 9M18 (+€211M vs. 9M17) devido à maior capacidade em construção em termos comparativos. 58% do total do investimento foi alocado aos Estados Unidos, 28% à Europa e 14% ao Brasil.

**A dívida líquida da EDPR ascendeu a €3,5MM nos 9M18 (vs. €2,8MM em Dez-17), +€0,7M** reflectindo essencialmente os investimentos feitos no período, a constituição de um contrato swap intragrupo para efeitos de cobertura de risco cambial no investimento nos EUA, e o efeito cambial. A Set-18, a dívida financeira da EDPR tinha sido financiada em 79% através de empréstimo de longo-prazo com a EDP.

Os **passivos relativos a parcerias institucionais** (líquidos) ascenderam a €1.130M (estável 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 €135M, totalizando €1.610M nos 9M18 (vs. 9M17), e estão distribuídos da seguinte forma: América do Norte (c.57%), na Europa (c.39%) e no Brasil (c.4%).

Os **custos financeiros líquidos** foram de -€219M nos 9M18 (-2% vs. 9M17). As despesas com **juros** caíram 1%, em termos homólogos, e os custos com parcerias institucionais diminuíram 13% para os €61M, beneficiando do efeito cambial positivo. Os **outros custos financeiros** aumentaram €14m, e incluem o ganho de €15M com a venda da participação de 20% no projecto offshore de Moray, no Reino Unido no 1T18.

(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	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,19	1,11	-7%	0,08
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>5.363</b>	<b>5.060</b>	<b>6%</b>	<b>+303</b>
CAE/Coberturas/Tarifa Mercado	4.569	4.376	4%	+194
	793	684	16%	+109
Factor médio de utilização (%)	34%	34%	-	-0 p.p.
<b>Electricidade produzida (GWh)</b>	<b>11.575</b>	<b>10.739</b>	<b>8%</b>	<b>+836</b>
EUA	10.977	10.232	7%	+744
Canadá	53	53	0%	+0
México	545	454	20%	+91
<b>Preço médio de venda (USD/MWh)</b>	<b>45,7</b>	<b>47,1</b>	<b>-3%</b>	<b>-1,5</b>
EUA	44,4	46,3	-4%	-1,9
Canadá	113,5	111,2	2%	+2
México	64,4	58,3	10%	+6
<b>Margem Bruta Ajustada (USD M)</b>	<b>675</b>	<b>673</b>	<b>0%</b>	<b>+2</b>
Margem Bruta (USD M)	510	488	5%	+22
Receitas PTC & Outras (USD M)	165	185	-11%	-20
<b>EBITDA (USD M)</b>	<b>476</b>	<b>487</b>	<b>-2%</b>	<b>-11</b>
EBIT (USD M)	235	272	-14%	-37
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
<b>Inv. Operacional (1) (USD M)</b>	<b>642</b>	<b>535</b>	<b>20%</b>	<b>+107</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>598</b>	<b>303</b>	<b>98%</b>	<b>+296</b>

Na **América do Norte (AdN)**, a capacidade instalada ascendeu a 5.363MW a Set-18 (5.133MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá). A capacidade instalada nos últimos 12 meses (+303MW) concentrou-se nos EUA: +3243MW respeitantes a tecnologia eólica e +60MW de tecnologia solar. Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital noutros projectos eólicos, que equivalem a 179MW de capacidade.

O **EBITDA na AdN foi 2% menor nos 9M18 face aos 9M17**, explicado por: i) diminuição de 3% no preço médio de venda para 46/MWh ii) menor rendimento proveniente das parcerias institucionais (-USD20M) que mais do que mitigou o aumento da produção (836GWh). A nova capacidade instalada, e os melhores factores médios de utilização alcançados pelos novos parques instalados contribuíram para o aumento da produção elétrica. Os recursos eólicos e solares foram abaixo da média histórica (97% do P50, porém estável em termos homólogos) contribuindo para um factor de utilização final de 34%.

**Nos os Estados Unidos** o preço médio de venda diminuiu para os USD45/MWh (-6% no 9M18 vs. 9M17); penalizado pelos novos CAEs a preços mais baixos, e ao diferente mix tecnológico vs. preço. O rendimento de parcerias institucionais diminuiu 11% para USD165M nos 9M18, resultado do término do período de 10 anos. Em Set-18, a EDPR estabeleceu uma nova parceria institucional que diz respeito a estruturas de financiamento "tax equity" em troca de interesses nos parques de Arkwright (78MW) e Turtle Creek (199MW) por um valor total de USD268M.

**No Canadá** o preço médio de venda de USD114/MWh foi 2% mais elevado, reflectindo o câmbio (CAD/USD).

No **México**, EDPR tem um acordo de fornecimento bilateral de energia. O factor médio de utilização alcançado foi de 42%. O preço médio de venda foi superior de USD64/MWh (+16% em termos homólogos) devido ao período de início do PPA.

Toda a capacidade eólica e solar em construção na AdN (+598MW) está concentrada nos EUA: 200MW Meadow Lake VI (Indiana); 199MW Turtle Creek (Iowa); e 199MW Prairie Queen (Kansas), e dos quais 0.4GWh tem operações previstas ainda em 2018. Adicionalmente, a EDPR tem estabelecido novos contratos de longo-prazo também nos EUA no total de 1.2GW desde o início do ano e dos quais 0.6GW desta capacidade foi contratada no 3T18.

**No Brasil**, a capacidade instalada totalizou 331MW a Set-18, (+127MW face a Set-17) operando ao abrigo de CAEs. O **EBITDA diminuiu -1% nos 9M18 vs. 9M17**, devido a: i) menor preço médio de venda de R\$194/MWh (-28% em termos homólogos) e ii) menor factor médio de utilização de 39% (-3p.p. nos 9M18 vs. 9M17), mitigando um maior volume produzido (+273GWh) em consequência do aumento da capacidade instalada. O preço médio de venda foi menor, pela maior dificuldade de descontração de volumes em contractos a longo-prazo "PPA unwinding".

A Set-18, a EDPR tinha +137MW **em construção** que respeita ao projecto eólico da Babilônia com data esperada de operação para o 4T18. In Sep-18, EDPR signed: i) a 20-year PPA to sell the energy produced by two wind farms, Jerusalem with 176MW and Monte Verde with 253MW which are expected to start commercial operations in 2024; and ii) 15-year PPA to sell the energy produced by Pereira Barreto solar photovoltaic park that has a total capacity of 199MW, and it is expected to be commissioned in 2022.

Brazil	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	4,29	3,53	-18%	+0,76
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>331</b>	<b>204</b>	<b>62%</b>	<b>+127</b>
Factor médio de utilização (%)	39%	42%	-	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	836	564	48%	+273
Preço médio de venda (R\$/MWh)	194	269	-28%	-75
Margem Bruta (R\$ M)	144	141	2%	+3
<b>EBITDA (R\$ M)</b>	<b>108</b>	<b>110</b>	<b>-1%</b>	<b>-2</b>
EBIT (R\$ M)	70	84	-16%	-14
<b>Investimento operacional (R\$ M)</b>	<b>562</b>	<b>531</b>	<b>6%</b>	<b>+31</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>137</b>	<b>263</b>	<b>-48%</b>	<b>-127</b>

- 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"

Espanha	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>2.312</b>	<b>2.244</b>	<b>3%</b>	<b>+68</b>
Factor médio de utilização (%)	26%	26%	-	-0 p.p.
<b>Electricidade produzida (GWh)</b>	<b>3.760</b>	<b>3.730</b>	<b>1%</b>	<b>+30</b>
Prod. c/capac. complement (GWh)	3.450	3.431	1%	+19
Produção Standard (GWh)	3.047	2.954	3%	+93
Acima/abaixo Std. Prod. (GWh)	404	477	-15%	-73
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	310	300	3%	+10
<b>Preço médio de venda (€/MWh)</b>	<b>71,3</b>	<b>76,3</b>	<b>-7%</b>	<b>-5</b>
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	50	48	4%	+2
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-26,6	-6,7	-300%	-20
Complemento (€M)	129	128,9	0%	+0
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-22,0	-17,0	-29%	-5
Margem Bruta (€ M) (1)	289	301	-4%	-12
<b>EBITDA (€M) (1)</b>	<b>176</b>	<b>192</b>	<b>-8%</b>	<b>-16</b>
EBIT (€ M) (1)	96	113	-16%	-18
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>52</b>	<b>35</b>	<b>51%</b>	<b>+18</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>68</b>	<b>-</b>	<b>-68</b>

**Em Espanha**, a EDPR opera 2.312MW (MW EBITDA), que reflecte +68MW de nova capacidade adicionada em Set-18. Adicionalmente, existem 152MW que equivalem a posições minoritárias da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

**O EBITDA da EDPR em Espanha diminuiu 8% nos 9M18 vs. 9M17 para €176M**, devido a: i) menor preço médio de venda a 71€/MWh nos 9M18 que reflecte o maior desconto e ajustamento regulatório face ao preço registado no *pool*, e ii) maior perda com as vendas forward relacionadas com a estratégia de cobertura de risco/*hedging* em vigor (-5M€). A produção total foi ligeiramente acima do período homólogo em 3,8GWh, impulsionada pela maior capacidade média em operação (+3%) e um factor médio de utilização de 26% (estável em termos comparativos).

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 1.280MW de capacidade solar e eólica, que inclui 5MW de capacidade solar.

**O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €167M nos 9M18**, -€1M face aos 9M17, dado o menor factor médio de utilização - 1p.p., a 26%. conduzido pelo aumento da produção eólica e solar. De notar o coeficiente eólico em Portugal esteve abaixo da média histórica, registando 0,98 nos 9M18 vs. 1,01 nos 9M17 (penalizado em grande medida pelo 3T18 devido à escassez de vento) impactando o resultado da produção eléctrica. O **preço médio de venda** foi de +1% vs. 9M17, ou €94/MWh reflectindo essencialmente a indexação da inflação das *feed-in-tariff*.

A Set-18, a EDPR tinha 76MW de capacidade eólica e solar em construção em Portugal, dividida por 2 parques eólicos. É esperado que as suas operações comecem até ao final de 2018 (regime de preço de *Feed-in-Tariff*).

Portugal	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>1.280</b>	<b>1.253</b>	<b>2%</b>	<b>+27</b>
Factor médio de utilização (%)	26%	27%	-4%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.133	2.208	-3%	-75
Preço médio de venda (€/MWh)	94,0	92,9	1%	+1
Margem Bruta (€ M)	200	205	-2%	-4
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>167</b>	<b>168</b>	<b>-1%</b>	<b>-1</b>
EBIT (€ M)	126	127	-1%	-1
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>45</b>	<b>11</b>	<b>314%</b>	<b>+34</b>
<b>Capacidade em Construção (MW)</b>	<b>76</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+76</b>



- 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.
- VENTINVESTTE: preço definido num leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW).

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura.

# EDP Renováveis: Resto da Europa

Resto da Europa	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>1.612</b>	<b>1.560</b>	<b>3%</b>	<b>+52</b>
Factor médio de utilização (%)	23%	25%	-9%	-2
Electricidade produzida (GWh)	2.363	2.575	-8%	-213
Preço médio de venda (€/MWh)	73,8	83,1	-11%	-9
<b>Polónia</b>				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	23%	27%	-14%	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	627	726	-14%	-99
Preço médio de venda (PLN/MWh)	245	306	-20%	-62
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,25	4,27	0%	-0
<b>Roménia</b>				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	23%	28%	-19%	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	775	960	-19%	-185
Preço médio de venda (RON/MWh)	261	345	-24%	-84
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,65	4,55	-2%	+0
<b>França</b>				
Capacidade instalada (MW)	421	406	4%	+15
Factor médio de utilização (%)	22%	21%	4%	-0
Electricidade produzida (GWh)	597	559	7%	+38
Preço médio de venda (€/MWh)	90	90	0%	+0
<b>Bélgica &amp; Itália</b>				
Capacidade instalada (MW)	252	215	17%	+37
Factor médio de utilização (%)	25%	24%	1%	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	363	330	10%	+33
Preço médio de venda (€/MWh)	111	117	-5%	-6
Margem Bruta (€ M)	175	213	-18%	-38
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>120</b>	<b>177</b>	<b>-32%</b>	<b>-57</b>
EBIT (€ M)	59	117	-49%	-58
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>154</b>	<b>38</b>	<b>308%</b>	<b>+116</b>
<b>Capacidade em Construção (MW)</b>	<b>89</b>	<b>41</b>	<b>117%</b>	<b>+48</b>

Nos **mercados europeus fora da Península Ibérica**, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.612MW a Set-18, (+37MW em Itália e +15MW em França) e 89MW **em construção**: +74MW em Itália e +15MW em França.

**O EBITDA da EDPR no resto da Europa diminuiu 32% vs. 9M17 para os €120M nos 9M18**, devido a: i) menores preços, particularmente na Polónia e Roménia (-20% e 24% em termos homólogos e respetivamente), devido a mudanças regulatórias e assim contribuindo para uma descida de 11% vs. 9M17, para os €71MWh nos 9M18, e ii) menor factor médio de utilização (-2p.p.).

**Na Polónia**, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. O preço médio de venda foi 20% menor face aos 9M17, a PLN245/MWh nos 9M18 reflectindo a mudança no cálculo da taxa de substituição dos CVs desde Set-17 e evolução dos preços dos certificados verdes. O factor médio de utilização diminuiu 4% (levando a uma redução da produção de 14% para 627GWh)

**Na Roménia**, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A actividade operacional foi largamente penalizada pelo declínio de 19% na produção dos 9M18, para os 775GWh, devido ao menor factor médio de utilização -4p.p. vs. 9M17 e da queda dos preços oriunda da menor atribuição de CVs/MWh a partir de 2017, com o preço médio de venda a registar RON261/MWh.

**Em França** a produção eólica aumentou 7% face aos 9M17, para os 597GWh no 9M18, impulsionada pela maior capacidade média em operação (+4%) a par com um factor de utilização mais elevado (+1p.p.) nos 22%. A **tarifa média** foi de €91/MWh, estável em termos homólogos. Adicionalmente, a EDPR tem uma participação no consórcio Eoliennes en mer des Iles d'Yeu et de Noirmoutier (em parceria com a Engie e CDC) de 43%, que desde 2014 (2ª ronda do leilão) tem desenvolvido 2 projectos eólicos offshore que recebem feed-in-tariff como definido pelo governo Francês (Jun-18): Dieppe-Le Tréport (496MW) e Yeu-Noirmoutier (496MW).

**Na Bélgica e Itália**, os 252MW em operação aumentaram 10% nos 9M18 para 363GWh resultado da maior capacidade instalada e do maior recurso eólico registado (+1p.p. em termos de factor médio de utilização). O **preço médio de venda** foi de €111/MWh (-5% em termos comparativos) que reflecte os menores preços de mercado em Itália mercado (em parques instalados antes de 2013).

**No Reino Unido**, a EDPR tem uma participação de 56,7% no projecto eólico *offshore* de Moray East (950MW). Este projecto tem atribuído um contrato (Cfd) a £57,5/MWh (com base em tarifas de 2012), e é esperado estar concluído até 2022. O projecto de Moray offshore East será equipado com 100 turbinas de 9,5MW das Vestas, e encontra-se na fase final de decisão de investimento. Note que a EDPR já executou 2 *sell downs*: i) em Set-17, a venda de 23% de capital que detinha no projecto à Engie; e ii) em Mar-18, um acordo de venda de uma participação de capital de 20% e respectivos suprimentos com a Mitsubishi Corporation.

**Em Jul-18, a EDPR ganhou um Cfd por 20 anos no leilão de energia Grego**, para vender a electricidade produzida pelo parque eólico de 45MW de Livadi, cujo o inicio das operações comerciais está previsto para 2020. Com este novo contrato a EDPR entra num novo mercado que reforça a sua presença no desenvolvimento de energia renovável.

- 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 podem ser negociados até Mar-2032
- Tarifa *Feed-in* por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas, ajustado à inflação
- 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 (1)

DR Operacional (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>964</b>	<b>1.242</b>	<b>-22%</b>	<b>-278</b>
OPEX (2)	304	353	-14%	-49
Outros custos operacionais (líquidos)	183	171	7%	+12
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>487</b>	<b>524</b>	<b>-7%</b>	<b>-37</b>
<b>EBITDA</b>	<b>477</b>	<b>717</b>	<b>-34%</b>	<b>-241</b>
Amortizações, imparid.; Provisões	211	223	-5%	-12
<b>EBIT</b>	<b>265</b>	<b>494</b>	<b>-46%</b>	<b>-229</b>
Capex & Opex Performance	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (3)</b>	<b>288</b>	<b>294</b>	<b>-2%</b>	<b>-6</b>
Custos control./cliente (€/pontos ligação) (3)	42	43	-3%	-1
Custos control./km de rede (€/km) (3)	1.168	1.193	-2%	-26
Empregados (#)	3.283	3.512	-7%	-229
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>150</b>	<b>217</b>	<b>-31%</b>	<b>-67</b>
Rede de Distribuição (Km) (3)	247	247	0,1%	+0

## Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>144</b>	<b>148</b>	<b>-3%</b>	<b>-4</b>
OPEX (2)	41	41	-1%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	(5)	(10)	47%	+5
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>36</b>	<b>31</b>	<b>14%</b>	<b>+4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>108</b>	<b>117</b>	<b>-7%</b>	<b>-9</b>
Amortizações, imparid.; Provisões	22	32	-29%	-9
<b>EBIT</b>	<b>86</b>	<b>85</b>	<b>1%</b>	<b>+1</b>
Margem Bruta	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>144</b>	<b>148</b>	<b>-3%</b>	<b>-4</b>
Regulada	142	137	4%	+5
Não-regulada	2	11	-84%	-9
Pontos Ligação Electricidade (mil)	666	663	0%	+3
Electricidade Distribuída (GWh)	6.998	6.940	1%	+58
Outros Dados Operacionais	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>-12%</b>	<b>-3</b>
Rede de Distribuição (Km)	20.662	20.555	1%	+108
Empregados (#)	<b>306</b>	<b>305</b>	<b>0%</b>	<b>+1</b>

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, as Redes reguladas na P. Ibérica incluem também a actividade de distribuição de gás em Espanha e Portugal, até ao momento da conclusão da venda: Jul-17 e Out-17, respectivamente.

**Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica, o EBITDA das redes reguladas desceu 19% (-€114M) em termos homólogos, para €477M nos 9M18**, essencialmente suportado por: (i) em Portugal (77% 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 €113M; e (ii) em Espanha (23% do total), abordagem prudente quanto ao impacto de potenciais alterações regulatórias ainda antes do final do período regulatório em curso (final de 2019). Note-se que o enquadramento regulatório para a distribuição e CUR em Portugal foi definido em Dez-17, estando agora definido para o período de 2018 a 2020.

Os **custos controláveis na distribuição de electricidade caíram 2% face aos 9M17**, para €288m, suportado por uma redução do número de colaboradores (-5% na actividade de electricidade), menores custos com serviço a clientes e um rigoroso controlo de custos.

O **capex nas redes reguladas na P. Ibérica** ascendeu a €150M nos 9M18, maioritariamente dedicado a actividade em Portugal (~87% 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 €108M nos 9M18 (-7% em termos homólogos), largamente explicado por uma abordagem prudente à possível alteração regulatória, ainda antes do fim do período regulatório em curso ('lesividad'), e por um apertado controlo de custos.

Os **proveitos regulados** subiram 4% em termos homólogos. O volume **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, cresceu 1%.

(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 & CUR em Portugal

DR Operacional (€ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>818</b>	<b>931</b>	<b>-12%</b>	<b>-113</b>
OPEX (1)	261	271	-4%	-10
Rendas de concessão	193	191	1%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	(5)	(7)	23%	+2
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>450</b>	<b>455</b>	<b>-1%</b>	<b>-6</b>
<b>EBITDA</b>	<b>368</b>	<b>475</b>	<b>-23%</b>	<b>-107</b>
Amortizações, imparidades; Provisões	189	179	5%	+9
<b>EBIT</b>	<b>179</b>	<b>296</b>	<b>-39%</b>	<b>-117</b>

Margem Bruta	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>818</b>	<b>931</b>	<b>-12%</b>	<b>-113</b>
Regulada	811	926	-12%	-115
Não-regulada	7	5	43%	+2
<b>Rede de Distribuição</b>				
Proveitos regulados (€ M)	783	895	-13%	-112
Electricidade distribuída (GWh)	34.480	33.219	3,8%	+1.261
Pontos de ligação à rede (mil)	6.217	6.177	0,6%	+40
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Proveitos regulados (€ M)	27	31	-10%	-3
Clientes fornecidos (mil)	1.147	1.251	-8%	-105
Electricidade vendida (GWh)	2.149	2.362	-9%	-213

Investimento & Custos Operac.	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (2)</b>	<b>249</b>	<b>254</b>	<b>-2%</b>	<b>-6</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	40,0	41,1	-3%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.098	1.124	-2%	-26
Empregados (#)	2.973	3.141	-5%	-168
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>130</b>	<b>171</b>	<b>-24%</b>	<b>-40</b>
Rede de distribuição (Km)	226	226	0%	+0
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	44	37	19%	+7

O **EBITDA** das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €368M nos 9M18 (-23% ou -€107M, em termos homólogos), penalizado pelo novos termos regulatórios em vigor desde 1-Jan-18 (-€116M, de acordo com o enquadramento regulatório aplicável até ao final de 2020). Este impacto regulatório foi parcialmente mitigado por um apertado controlo de custos: custos controláveis -2%, em termos homólogos.

**Para o ano de 2018, a ERSE definiu uma margem bruta regulada preliminar para a distribuição e CUR de electricidade no valor de €1.100M** (-11% face ao valor registado em 2017). **Para a actividade 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.

**Nos 9M18, os proveitos regulados ascenderam a €811M**, traduzindo uma queda de 12% em termos homólogos (-€115M).

**Os proveitos regulados na actividade de distribuição de electricidade**, no valor de €783M nos 9M18, caíram €112M em termos homólogos, fruto de termos regulatórios mais desafiantes e de uma taxa de retorno sobre os activos mais baixa na AT/MT: 5,42% no 9M18 vs. 6,68% em 2017 e 5,75% inicialmente assumido pela ERSE. **O volume de electricidade distribuída subiu 3,8% face aos 9M17** (2,1% ajustado de efeito temperatura e dias úteis), impulsionado pelo segmento residencial.

**Na actividade do CUR (EDP SU)**, os proveitos regulados ascenderam a €27M nos 9M18, consequência de uma redução de 8% do número de clientes, decorrente da migração de consumidores para o mercado livre. **O número de clientes fornecidos diminuiu em 105 mil no período**, para 1.147 mil em Set-18 (cerca de 18% do total), 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 9% vs. 9M17**, para 2.1TWh nos 9M18.

Os **custos controláveis** recuaram 2% nos 9M18 (face aos 9M17), suportados por um rigoroso controlo de custos e redução de número de empregados (-5% em termos homólogos).

O **investimento operacional** ascendeu a €130M nos 9M18, incluindo €20m em Smart Meters. **O tempo de interrupção equivalente** foi de 44 minutos nos 9M18 (vs. 37 minutos nos 9M17).

**A 15-Out-18, a ERSE apresentou a sua proposta de tarifas de electricidade para 2019**. Para a actividade de operação da rede de distribuição, a ERSE propôs proveitos regulados de €1.060 milhões em 2019. Para a comercialização de último recurso, a ERSE propôs proveitos regulados de €31 milhões.

(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).

Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>2.869</b>	<b>2.597</b>	<b>10%</b>	<b>+272</b>
OPEX (1)	799	806	-1%	-7
Outros custos operacionais (líquidos)	118	151	-22%	-33
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>917</b>	<b>957</b>	<b>-4%</b>	<b>-40</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.952</b>	<b>1.640</b>	<b>19%</b>	<b>+312</b>
Amortizações, imparidades; Provisões	500	448	11%	+52
<b>EBIT</b>	<b>1.453</b>	<b>1.192</b>	<b>22%</b>	<b>+261</b>
Resultados financeiros	(247)	(397)	38%	+150
Resultados em associadas	(2)	(7)	70%	+5
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.203</b>	<b>788</b>	<b>53%</b>	<b>+416</b>

Investimento	(R\$ M)			
	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimento Operacional</b>	<b>755</b>	<b>488</b>	<b>55%</b>	<b>+267</b>
Distribuição	444	413	7%	+31
Transmissão	234	6	3581%	+228
Produção	72	58	24%	+14
Comercialização e Outros	5	11	-51%	-6
<b>Investimento Financeiro &amp; aquisições</b>	<b>282</b>	<b>192</b>	<b>47%</b>	<b>+91</b>

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ("EDPB") aumentou 19% (+R\$312M) em termos homólogos para R\$1.952M nos 9M18, impactado pelo: (i) EBITDA mais elevado na **distribuição** (+R\$85M nos 9M18 em termos homólogos); (ii) melhores resultados na **central de carvão de Pecém** maioritariamente devido à disponibilidade acima da referência contractual (+R\$112M em termos homólogos); e (iii) **adequada gestão integrada do portfólio** que levou a um impacto do GSF líquido de coberturas de +R\$135M em termos homólogos.

O **EBITDA da distribuição** aumentou R\$85M em termos homólogos, para R\$683M nos 9M18 maioritariamente devido à trajetória na redução das perdas, o que se traduziu num aumento de R\$28M em termos homólogos nos resultados; e à actualização à inflação do valor das concessões de activos (+R\$30M vs. 9M17). O **EBITDA da geração e comercialização** aumentou R\$186M para R\$1.303M, reflectindo para a comercialização (+R\$37M vs. 9M17), o impacto positivo do aumento de volumes; para Pecém, a redução no valor das provisões para penalidades por indisponibilidade, como referido anteriormente. **A performance do EBITDA em Euros**, que atingiu €455M, foi negativamente impactada pela depreciação de 18% do BRL face ao EUR (impacto de -€97M).

**Os custos operacionais líquidos** diminuíram R\$40M face aos 9M17, com os custos de Opex a caírem 1% (inflação IPCA média ficou nos 3,5% nos 9M18), enquanto os outros custos operacionais caíram R\$33M essencialmente devido à mais valia com a venda da central mini-hídrica da Costa Rica.

Consolidado (€ M)			
9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>668</b>	<b>735</b>	<b>-9%</b>	<b>-67</b>
186	228	-18%	-42
27	43	-36%	-16
<b>213</b>	<b>271</b>	<b>-21%</b>	<b>-58</b>
<b>455</b>	<b>464</b>	<b>-2%</b>	<b>-9</b>
116	127	-8%	-10
<b>339</b>	<b>337</b>	<b>0%</b>	<b>+1</b>
(58)	(112)	-49%	+55
(1)	(2)	-75%	+2
<b>281</b>	<b>223</b>	<b>26%</b>	<b>+58</b>

(€ M)			
9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>176</b>	<b>138</b>	<b>27%</b>	<b>+38</b>
103	117	-12%	-14
55	2	2929%	+53
17	16	2%	+0
1	3	-59%	-2
<b>81</b>	<b>56</b>	<b>46%</b>	<b>+25</b>

Energias do Brasil	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	12,79	15,14	-16%	-2,35
Total de acções (milhões)	606,9	606,9	-	-
Acções próprias (milhões)	0,6	0,7	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	310,8	310,8	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	4,65	3,76	-19%	+0,89
Euro/Real - Taxa média do período	4,29	3,53	-18%	+0,76
Tx de inflação (IPCA)	3,5%	3,7%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,9	1,9	-	+0,1
Custo Médio da Dívida (%)	8,7	12,0	-	-3,2p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	6,5	10,8	-	-4,4p.p.
<b>Empregados (#)</b>	<b>2.948</b>	<b>2.903</b>	<b>2%</b>	<b>+45</b>

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	1.929	1.432	35%	+497
Dívida líquida	4.875	3.873	26%	+1.002
Recebimentos futuros da act. Regulada	501	12	4166%	+490
Interesses não controláveis	1.201	1.474	-19%	-273
Valor contabilístico dos C. Próprios	8.428	7.976	6%	+452

Resultados Financeiros (R\$ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(333)	(348)	4%	+15
Custos capitalizados	9	7	36%	+2
Diferenças Cambiais e Derivados	(11)	(3)	-328%	-8
Outros	88	(53)	-	+140
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(247)</b>	<b>(397)</b>	<b>38%</b>	<b>+150</b>

A **dívida líquida** aumentou R\$433M vs. Dez-17 para R\$4,9MM, devido: (i) ao pagamento antecipado de dividendos de R\$0,5MM, (ii) à aquisição de 19,62% da CELESC por R\$0,3MM e (iii) ao aumento dos recebimentos futuros da actividade regulada em R\$0,4MM. **Os resultados financeiros** melhoraram 38% em termos homólogos para R\$247M nos 9M18, reflectindo (i) redução no custo da dívida (de 12,0% nos 9M17 para 8,7% nos 9M18), em linha com a diminuição das taxas de juro de mercado no Brasil – o CDI anualizado manteve-se nos 6,5% nos 9M18 vs. 10,8% nos 9M17 e (ii) +R\$64M devido ao badwill relacionado com a aquisição da CELESC, que detém a concessão da distribuição de electricidade no estado de Santa Catarina, na qual a EDPB tem uma participação de 19,62% que acabou de adquirir em Abr-18, por um montante total de R\$0,3MM (consolidado pelo método de equivalência patrimonial).

**Os resultados em associadas** totalizaram -R\$2M nos 9M18 (+R\$5M vs. 9M17), reflectindo a contribuição negativa de Cachoeira-Caldeirão (-R\$6M) e São Manoel (-R\$22M), mitigada pela central hídrica de Jari (+R\$12M) e pela CELESC (+R\$17M).

Note-se que 31% do Capex investido nos 9M18 está relacionado com o segmento da Transmissão (R\$234M nos 9M18), um segmento no qual a EDPB está a desenvolver 5 linhas de transmissão com um investimento total de R\$3,1MM até 2022. De salientar que a Set-18, a linha de Espírito Santo já tem 79% das obras concluídas e a nova linha de Santa Catarina está a aguardar a aprovação da Licença de Instalação para o início das obras.

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

DR Operacional (R\$ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.374</b>	<b>1.281</b>	<b>7%</b>	<b>+94</b>
OPEX (1)	541	536	1%	+5
Outros custos operac. (Liq.)	151	148	2%	+3
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>692</b>	<b>683</b>	<b>1%</b>	<b>+8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>683</b>	<b>598</b>	<b>14%</b>	<b>+85</b>
Amortizações e imparidades	189	158	19%	+30
<b>EBIT</b>	<b>494</b>	<b>439</b>	<b>13%</b>	<b>+55</b>

O EBITDA da distribuição aumentou R\$85M vs. 9M17 para R\$683M nos 9M18, devido à (i) actualização à inflação do valor das concessões de activos contemplada na regulação (R\$45M nos 9M18 vs. R\$14M nos 9M17); (ii) a redução das perdas, o que permitiu um aumento de R\$28M em termos homólogos nos resultados; parcialmente mitigado pelo impacto negativo da revisão de tarifas em 2018 no lucro regulado (-R\$38M vs. 9M17), o que considerou a deflação de preços nos meses anteriores à revisão de tarifas.

Os volumes de energia vendida nos 9M18 mantiveram-se estáveis em termos homólogos. Simultaneamente, os volumes de energia distribuída a clientes no mercado livre aumentaram 3% vs. 9M17 para 8,4TWh nos 9M18. No total, a energia distribuída aumentou 1,6% em termos homólogos nos 9M18.

Margem Bruta	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>1.374</b>	<b>1.281</b>	<b>7%</b>	<b>+94</b>
Receitas reguladas	1.205	1.247	-3%	-42
Outros	169	34	397%	+135
<b>Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)</b>				
<b>Início do período</b>	<b>101</b>	<b>(392)</b>	<b>-</b>	<b>+493</b>
Desvios períodos anteriores	43	353	-88%	-310
Desvio do ano (2)	357	50	615%	+307
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
<b>Final do período</b>	<b>501</b>	<b>12</b>	<b>4166%</b>	<b>+490</b>
<b>Clientes Ligados (Milhares)</b>	<b>3.419</b>	<b>3.359</b>	<b>2%</b>	<b>+59</b>
EDP São Paulo	1.872	1.830	2%	+42
EDP Espírito Santo	1.547	1.530	1%	+17
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>18.636</b>	<b>18.346</b>	<b>1,6%</b>	<b>+290</b>
EDP São Paulo	11.340	10.978	3%	+362
EDP Espírito Santo	7.296	7.368	-1%	-73
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	8.361	8.142	3%	+219
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>10.265</b>	<b>10.194</b>	<b>1%</b>	<b>+70</b>
<b>EDP São Paulo</b>	<b>5.910</b>	<b>5.909</b>	<b>0%</b>	<b>+0</b>
Residencial, comercial e outros	4.929	4.876	1%	+54
Industrial	980	1.034	-5%	-53
<b>EDP Espírito Santo</b>	<b>4.355</b>	<b>4.285</b>	<b>2%</b>	<b>+70</b>
Residencial, comercial e outros	3.904	3.794	3%	+110
Industrial	451	491	-8%	-40

Os volumes de energia contratados ultrapassaram em mais de 5% os volumes consumidos pelos clientes nos 9M18. Estes volumes não contratados são vendidos ao preço de curto prazo (PLD) que foi maior do que os preços contratados de longo prazo, originando um ganho de R\$35M nos 9M18.

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 Santo, atingido 11,8% nos 9M18 (-0,3pp vs. 9M17), como a EDP São Paulo, que atingiu 8,5% nos 9M18 (-1,1pp vs. 9M17). As provisões para clientes de cobrança duvidosa mantiveram-se constantes em R\$73M nos 9M18. 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 Set-18, os recebimentos futuros da actividade regulada ascenderam a R\$501M (+R\$400M vs. Dez-17), a serem recuperados pelo sistema nos próximos anos: (i) ocorreu um aumento de R\$357M no défice tarifário, relacionada essencialmente com custos de energia mais altos do que os incorporados nas tarifas; (ii) reconhecimento de R\$43M de desvios de anos anteriores.

Os custos operacionais controláveis e outros custos operacionais foram superiores em termos homólogos nos R\$541M (+R\$5M) e R\$151M (+R\$3M) nos 9M18, respectivamente. O investimento operacional aumentou R\$31M para R\$444M nos 9M18.

Investimento e Custos Operac.	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (4)</b>	<b>541</b>	<b>536</b>	<b>1%</b>	<b>+5</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	158	159	-1%	-1
Custos control./km rede (R\$/km)	6	6	0%	+0
<b>Empregados (#)</b>	<b>2.145</b>	<b>2.147</b>	<b>-0%</b>	<b>-2</b>
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>444</b>	<b>413</b>	<b>7%</b>	<b>+31</b>
Rede de Distribuição ('000 Km)	92	91	1%	+1

(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.

DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.295</b>	<b>1.166</b>	<b>11%</b>	<b>+129</b>
OPEX (1)	154	173	-11%	-19
Outros custos operacionais (líquidos)	(5)	(3)	31%	-1
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>149</b>	<b>169</b>	<b>-12%</b>	<b>-20</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.146</b>	<b>997</b>	<b>15%</b>	<b>+149</b>
Amortizações e imparidades	274	271	1%	+3
<b>EBIT</b>	<b>872</b>	<b>726</b>	<b>20%</b>	<b>+146</b>

O EBITDA da actividade de produção de energia no Brasil cresceu 15% vs. 9M17 (+R\$149M nos 9M18) para R\$1.146M nos 9M18, reflectindo o EBITDA mais alto na central de carvão de Pecém de R\$487M nos 9M18 (+R\$150M vs. 9M17), maioritariamente devido à disponibilidade acima da referência contractual (+R\$112M nos 9M18)

A margem bruta hídrica permaneceu estável (R\$726M nos 9M18), devido às condições hídricas que se deterioraram no 3T18 (GSF a 59%) mas que foram muito semelhantes ao período homólogo (GSF de 85% nos 9M18 e 9M17). Note-se que as coberturas e seguros de GSF, aliadas à venda de volumes não contratados, mitigou o impacto do GSF que teria sido de -R\$520M nos 9M18 (dos quais -R\$441M no 3T18).

A EDPB continuará a gerir o portfólio de centrais e contractos, gerindo os volumes e coberturas juntamente com o negócio de comercialização para minimizar o impacto do défice hídrico e da volatilidade do preço.

Dados Chave	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>1.295</b>	<b>1.166</b>	<b>11%</b>	<b>+129</b>
<b>Hídrica</b>	<b>726</b>	<b>730</b>	<b>-0%</b>	<b>-4</b>
Receitas contratadas (CAE) e Outros	728	832	-12%	-103
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(2)	(102)	98%	+100
<b>Térmica</b>	<b>569</b>	<b>436</b>	<b>30%</b>	<b>+133</b>
Receitas contratadas (CAE)	521	507	3%	+14
Outros	48	(71)	-	+119
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>2.451</b>	<b>2.466</b>	<b>-1%</b>	<b>-15</b>
Hídrica	1.731	1.746	-1%	-15
Térmica	720	720	-	-
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>10.259</b>	<b>9.583</b>	<b>7%</b>	<b>+676</b>
Contratada (CAE)	8.401	8.495	-1%	-95
Hídrica	5.203	5.224	-0%	-21
Térmica	3.197	3.272	-2%	-74
Outra	1.858	1.088	71%	+771
<b>P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)</b>	<b>187</b>	<b>181</b>	<b>3%</b>	<b>+6</b>
<b>Capacidade Instalada (MW Equity)</b>	<b>539</b>	<b>306</b>	<b>76%</b>	<b>+233</b>
<b>Investimento Operacional (R\$ M)</b>	<b>72</b>	<b>58</b>	<b>24%</b>	<b>+14</b>
<b>Investimento Financeiro (R\$ M)</b>	<b>10</b>	<b>192</b>	<b>-95%</b>	<b>-182</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>465</b>	<b>491</b>	<b>-5%</b>	<b>-26</b>

Adicionalmente, o preço médio dos volumes hídricos vendidos, que atingiu R\$187/MWh nos 9M18, foi 3% superior vs. 9M17 uma vez que os preços dos CAE são actualizados anualmente à inflação, e também devido aos preços superiores nos novos contractos de curto e longo prazo. O volume de geração hídrica vendido caiu 0,4% vs. 9M17, maioritariamente devido à estratégia sazonal de volumes. A comparação do EBITDA com o período homólogo foi negativamente impactada pela mudança nas taxas pagas em Peixe Angical que foram contabilizadas nos 9M17 (+R\$33M).

A margem bruta de Pecém foi de R\$569M nos 9M18 (+R\$133M vs. 9M17), dos quais R\$521M resultam de receitas com o CAE da central. A disponibilidade foi de 89% nos 9M18, significativamente acima da referência contractual de 83,5%, o que conduziu a uma redução das provisões para penalidades por indisponibilidade.

A EDPB opera 3,0GW 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 (393MW) 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. Nos 9M18, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$12M (+R\$7M vs. 9M17), reflectindo um aumento dos volumes vendidos. Cachoeira-Caldeirão contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$6M (@50%), fruto de maiores custos financeiros, devido ao início da vida útil do projecto. São Manoel, um projecto que ficou totalmente operacional em Abr-18, contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$22M (@33%).

O investimento operacional aumentou R\$14M em termos homólogos para R\$72M nos 9M18, 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 nos 9M18 totalizou R\$10M.

O EBITDA da comercialização de electricidade aumentou R\$37M para R\$156M nos 9M18, reflectindo maiores volumes e evidenciando a integração da estratégia de coberturas do portfólio desenvolvido para lidar com volatilidade do preço.

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
Pecém	487	338	44%	+150
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	286	280	2%	+6
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	152	201	-24%	-49
Outros (100%)	221	178	24%	+43
<b>EBITDA</b>	<b>1.146</b>	<b>997</b>	<b>15%</b>	<b>+149</b>

Comercialização	9M18	9M17	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem bruta (R\$ M)</b>	<b>184</b>	<b>145</b>	<b>27%</b>	<b>+40</b>
Custos operacionais líquidos (R\$ M)	28	25	11%	+3
<b>EBITDA (R\$ M)</b>	<b>156</b>	<b>119</b>	<b>31%</b>	<b>+37</b>
Vendas electricidade (GWh)	13.568	11.980	13%	+1.589
<b>Investimento Operac. (R\$ M)</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>-26%</b>	<b>-1</b>



# Demonstrações de Resultados & Anexos

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio

<b>9M18</b> (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico & Solar	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
<b>Receitas de vendas e serviços de energia e outros</b>	<b>6.030</b>	<b>3.650</b>	<b>1.110</b>	<b>2.459</b>	<b>(1.937)</b>	<b>11.311</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.133</b>	<b>964</b>	<b>1.101</b>	<b>668</b>	<b>(3)</b>	<b>3.862</b>
Fornecimentos e serviços externos	212	211	249	104	(99)	677
Custos com pessoal e benefícios sociais	108	93	84	82	105	472
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	190	183	(102)	27	5	303
<b>Custos Operacionais</b>	<b>511</b>	<b>487</b>	<b>231</b>	<b>213</b>	<b>10</b>	<b>1.452</b>
<b>EBITDA</b>	<b>622</b>	<b>477</b>	<b>869</b>	<b>455</b>	<b>(13)</b>	<b>2.410</b>
Provisões	281	2	0	7	(8)	283
Amortizações e imparidades (2)	291	209	398	109	41	1.049
<b>EBIT</b>	<b>50</b>	<b>265</b>	<b>471</b>	<b>339</b>	<b>(47)</b>	<b>1.078</b>

<b>9M17</b> (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica(1)	Eólico & Solar	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b> Pró-forma	Redes Gás P. Ibérica	<b>Grupo EDP</b> Reportado
<b>Receitas de vendas e serviços de energia e outros</b>	<b>5.832</b>	<b>3.784</b>	<b>1.203</b>	<b>2.443</b>	<b>(1.886)</b>	<b>11.376</b>	<b>273</b>	<b>11.654</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>973</b>	<b>1.078</b>	<b>1.179</b>	<b>735</b>	<b>(7)</b>	<b>3.959</b>	<b>166</b>	<b>4.122</b>
Fornecimentos e serviços externos	221	215	233	130	(124)	675	14	707
Custos com pessoal e benefícios sociais	115	97	75	98	105	491	10	499
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	118	174	(120)	43	(566)	(350)	2	(353)
<b>Custos Operacionais</b>	<b>455</b>	<b>487</b>	<b>189</b>	<b>271</b>	<b>(585)</b>	<b>816</b>	<b>26</b>	<b>853</b>
<b>EBITDA</b>	<b>518</b>	<b>592</b>	<b>991</b>	<b>464</b>	<b>579</b>	<b>3.143</b>	<b>140</b>	<b>3.269</b>
Provisões	(1)	(2)	0	4	(0)	1	0	1
Amortizações e imparidades (2)	286	213	385	122	36	1.043	19	1.055
<b>EBIT</b>	<b>233</b>	<b>381</b>	<b>606</b>	<b>337</b>	<b>542</b>	<b>2.099</b>	<b>121</b>	<b>2.213</b>

(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



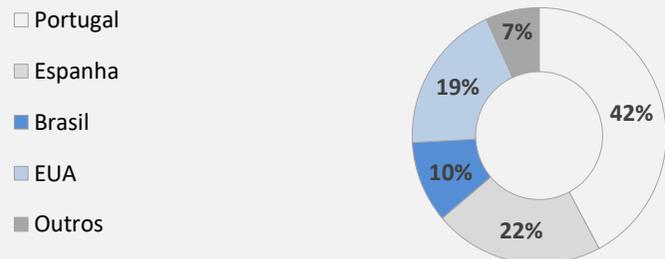
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	Δ YoY %	Δ QoQ %
<b>Receitas de vendas e serviços de energia e outros</b>	<b>4.233</b>	<b>3.642</b>	<b>3.779</b>	<b>4.092</b>	<b>4.032</b>	<b>3.527</b>	<b>3.752</b>		-1%	6%
<b>Custo com vendas de energia e outros</b>	<b>(2.710)</b>	<b>(2.272)</b>	<b>(2.549)</b>	<b>(2.823)</b>	<b>(2.639)</b>	<b>(2.227)</b>	<b>(2.582)</b>		-1%	-16%
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.523</b>	<b>1.370</b>	<b>1.229</b>	<b>1.269</b>	<b>1.393</b>	<b>1.299</b>	<b>1.170</b>		-5%	-10%
Fornecimentos e serviços externos	227	246	235	283	209	233	234		-0%	1%
Custos com pessoal e benefícios sociais	171	169	159	181	163	162	147		-7%	-9%
Outros custos operacionais (líquidos)	114	64	(531)	83	128	75	100		-	34%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>512</b>	<b>479</b>	<b>(137)</b>	<b>548</b>	<b>501</b>	<b>470</b>	<b>482</b>		-	<b>2%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.011</b>	<b>892</b>	<b>1.367</b>	<b>721</b>	<b>893</b>	<b>829</b>	<b>688</b>		<b>-50%</b>	<b>-17%</b>
Provisões	4	(2)	(0)	(5)	(7)	4	286		-	-
Amortizações e imparidades do exercício (1)	359	349	346	621	351	348	350		1%	1%
<b>EBIT</b>	<b>648</b>	<b>545</b>	<b>1.021</b>	<b>105</b>	<b>549</b>	<b>477</b>	<b>53</b>		<b>-95%</b>	<b>-89%</b>
Resultados financeiros	(197)	(173)	(223)	(215)	(127)	(150)	(166)		25%	-11%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(1)	8	4	1	1	2	6		58%	173%
<b>Resultado antes de impostos e CESE</b>	<b>450</b>	<b>379</b>	<b>801</b>	<b>(110)</b>	<b>423</b>	<b>330</b>	<b>(108)</b>		-	-
IRC e Impostos diferidos	66	53	56	(165)	74	43	(67)		-	-
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	<b>70</b>	(2)	2	(0)	<b>66</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>		-53%	-141%
Resultado líquido do período	315	328	743	56	282	289	(43)		-	-
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>215</b>	<b>235</b>	<b>696</b>	<b>(33)</b>	<b>166</b>	<b>214</b>	<b>(83)</b>		-	-
Interesses não controláveis	100	93	47	89	116	75	40		-14%	-46%

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

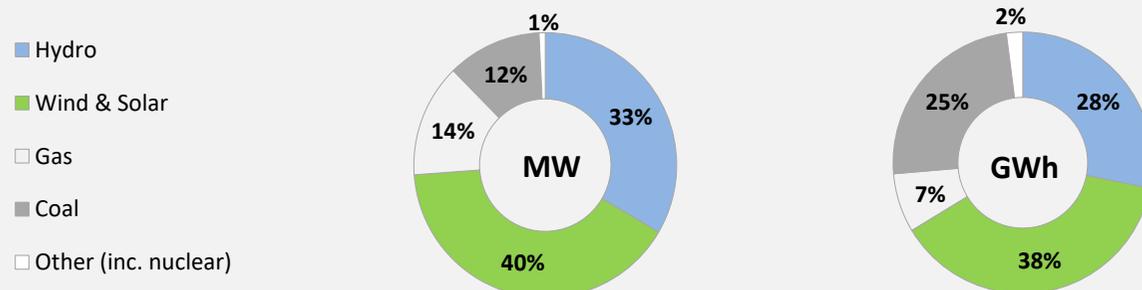
# EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade

Tecnologia	Capacidade instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	9M18	9M17	Δ MW	Δ %	9M18	9M17	Δ MW	Δ %	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
<b>Eólico</b>	<b>10.752</b>	<b>10.236</b>	<b>516</b>	<b>5%</b>	<b>20.485</b>	<b>19.691</b>	<b>794</b>	<b>4%</b>	<b>7.690</b>	<b>6.777</b>	<b>5.224</b>	<b>7.775</b>	<b>8.719</b>	<b>6.620</b>	<b>5.145</b>	
EUA	5.043	4.801	242	5%	10.857	10.171	686	7%	4.059	3.764	2.348	4.161	4.455	3.735	2.666	
Portugal	1.275	1.249			2.127	2.203	-76	-3%	876	657	670	702	1.064	608	455	
Espanha	2.312	2.244	68	3%	3.760	3.730	30	1%	1.442	1.223	1.065	1.365	1.766	1.101	894	
Brasil	331	204			836	564	273	48%	147	167	249	298	159	262	416	
Resto de Europa (2)	1.562	1.509	52	3%	2.307	2.517	-210	-8%	1.050	754	713	1.075	1.068	697	541	
Resto de Mundo (3)	230	230	0	0%	598	507	91	18%	115	213	179	174	208	217	173	
<b>Solar</b>	<b>145</b>	<b>85</b>	<b>60</b>	<b>71%</b>	<b>182</b>	<b>126</b>	<b>56</b>	<b>45%</b>	<b>28</b>	<b>51</b>	<b>47</b>	<b>29</b>	<b>43</b>	<b>69</b>	<b>70</b>	
<b>Hídrica</b>	<b>9.019</b>	<b>9.081</b>	<b>-61</b>	<b>-1%</b>	<b>15.206</b>	<b>8.783</b>	<b>6.423</b>	<b>73%</b>	<b>4.364</b>	<b>2.606</b>	<b>1.813</b>	<b>2.641</b>	<b>6.154</b>	<b>5.863</b>	<b>3.189</b>	
<b>Portugal</b>	<b>6.862</b>	<b>6.908</b>	<b>-47</b>	<b>-1%</b>	<b>10.212</b>	<b>5.618</b>	<b>4.594</b>	<b>82%</b>	<b>2.921</b>	<b>1.537</b>	<b>1.160</b>	<b>1.330</b>	<b>3.790</b>	<b>4.172</b>	<b>2.249</b>	
Actividade Bombagem	2.806	2.799	7	0%	-1.095	-1.535	440	-29%	-550	-652	-334	-692	-636	-329	-130	
Fio de água	2.411	2.435			5.207	2.447	2.761	113%	1.364	713	370	356	1.685	2.424	1.098	
Albufeira	4.308	4.314			4.666	2.960	1.706	58%	1.409	771	779	947	1.940	1.605	1.120	
Mini-hídricas	143	157			339	211	128	61%	148	52	10	27	165	143	32	
<b>Espanha</b>	<b>426</b>	<b>426</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>885</b>	<b>321</b>	<b>564</b>	<b>176%</b>	<b>175</b>	<b>88</b>	<b>58</b>	<b>151</b>	<b>408</b>	<b>370</b>	<b>108</b>	
<b>Brasil</b>	<b>1.731</b>	<b>1.746</b>	<b>-15</b>	<b>-1%</b>	<b>4.109</b>	<b>2.844</b>	<b>1.265</b>	<b>44%</b>	<b>1.268</b>	<b>981</b>	<b>596</b>	<b>1.160</b>	<b>1.956</b>	<b>1.321</b>	<b>832</b>	
<b>Gás/ CCGT</b>	<b>3.729</b>	<b>3.736</b>	<b>-7</b>	<b>0%</b>	<b>3.950</b>	<b>5.934</b>	<b>-1.984</b>	<b>-33%</b>	<b>1.713</b>	<b>1.388</b>	<b>2.833</b>	<b>2.095</b>	<b>1.302</b>	<b>846</b>	<b>1.802</b>	
Portugal	2.031	2.039			3.099	4.644	-1.545	-33%	1.105	1.203	2.336	1.297	907	660	1.532	
Espanha	1.698	1.698			851	1.290	-439	-34%	608	185	497	798	395	186	270	
<b>Carvão</b>	<b>3.124</b>	<b>3.124</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>13.151</b>	<b>15.788</b>	<b>-2.637</b>	<b>-17%</b>	<b>5.041</b>	<b>5.304</b>	<b>5.444</b>	<b>5.656</b>	<b>3.965</b>	<b>3.926</b>	<b>5.260</b>	
Portugal	1.180	1.180			5.800	7.176	-1.376	-19%	2.192	2.486	2.497	2.250	1.734	1.635	2.431	
Espanha	1.224	1.224			4.154	5.341	-1.187	-22%	1.860	1.758	1.723	2.080	1.045	1.248	1.861	
Brasil	720	720			3.197	3.272	-74	-2%	988	1.060	1.224	1.326	1.186	1.043	968	
<b>Nuclear - Trillo (15,5%)</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>856</b>	<b>895</b>	<b>-39</b>	<b>-4%</b>	<b>333</b>	<b>223</b>	<b>339</b>	<b>340</b>	<b>331</b>	<b>187</b>	<b>337</b>	
<b>Outros (Coger. &amp; Resíduos)</b>	<b>49</b>	<b>49</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>238</b>	<b>174</b>	<b>64</b>	<b>37%</b>	<b>45</b>	<b>57</b>	<b>72</b>	<b>73</b>	<b>84</b>	<b>82</b>	<b>73</b>	
Portugal	24	24			142	79	63	80%	15	26	38	40	51	50	41	
Espanha	25	25			96	95	1	1%	30	31	34	33	32	32	32	
<b>TOTAL</b>	<b>26.974</b>	<b>26.466</b>	<b>508</b>	<b>2%</b>	<b>54.068</b>	<b>51.392</b>	<b>2.676</b>	<b>5%</b>	<b>19.215</b>	<b>16.406</b>	<b>15.771</b>	<b>18.609</b>	<b>20.598</b>	<b>17.593</b>	<b>15.877</b>	
Do qual:																
Portugal	11.377	11.428	-51	0%	21.386	19.751	1.635	8%	7.110	5.912	6.729	5.595	7.548	7.127	6.711	
Espanha	5.840	5.772	68	1%	10.601	11.673	-1.071	-9%	4.449	3.508	3.715	4.766	3.976	3.123	3.502	
Brasil	2.782	2.670	112	4%	8.143	6.680	1.463	22%	2.403	2.208	2.069	2.783	3.301	2.626	2.216	
EUA	5.133	4.831	303	6%	10.977	10.232	744	7%	4.074	3.789	2.369	4.177	4.486	3.779	2.711	

Capacidade instalada por País, 9M18 (MW)



Capacidade Instalada e Produção por Tecnologia, 9M18 (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	9M18	9M17	Δ %	Δ GWh
<b>Portugal (€ M)</b>	<b>2.996</b>	<b>2.970</b>	<b>0,9%</b>	<b>25</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	1.832			
Baixa Tensão	1.164			
<b>Espanha (€ M)</b>	<b>950</b>	<b>950</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>
<b>Brasil (BRL M)</b>	<b>4.577</b>	<b>4.165</b>	<b>9,9%</b>	<b>412</b>
EDP Espírito Santo	2.379	2.207	7,8%	171
EDP São Paulo	2.198	1.957	12,3%	241
<b>TOTAL</b>	<b>8.523</b>	<b>8.085</b>	<b>5,4%</b>	<b>438</b>

Redes	9M18	9M17	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>338.822</b>	<b>338.000</b>	<b>0,2%</b>	<b>822</b>
Portugal	226.240	226.076	0,1%	165
Espanha	20.662	20.555	0,5%	108
Brasil	91.920	91.370	0,6%	550
<b>DTCs (mil)</b>				
Portugal	17	14	25%	3
Espanha	7	7	5%	0
<b>EBs (mil)</b>				
Portugal	1.730	1.059	63%	672
Espanha	642	581	10%	60

Cientes Ligados (mil)	9M18	9M17	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.217</b>	<b>6.177</b>	<b>0,6%</b>	<b>40</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,1%	0,3
Baixa Tensão Especial	36	36	1,9%	0,7
Baixa Tensão	6.155	6.116	0,6%	39
<b>Espanha</b>	<b>666</b>	<b>663</b>	<b>0,4%</b>	<b>3</b>
Alta / Média Tensão	1	1	1,0%	0,0
Baixa Tensão	665	662	0,4%	2,7
<b>Brasil</b>	<b>3.419</b>	<b>3.359</b>	<b>1,8%</b>	<b>59</b>
EDP São Paulo	1.872	1.830	2,3%	42
EDP Espírito Santo	1.547	1.530	1,1%	17
<b>TOTAL</b>	<b>10.301</b>	<b>10.199</b>	<b>1,0%</b>	<b>102</b>

Qualidade de serviço	9M18	9M17	Δ Abs.	Δ %
<b>Perdas (% da electricidade distribuída)</b>			-	-
Portugal (1)	9,7%	10,6%	-8,6%	-0,9 p.p.
Espanha	3,4%	3,4%	-0,5%	0 p.p.
Brasil				
Bandeirante	8,4%	8,7%		-0,3 p.p.
Técnicas	5,6%	5,5%		0,1 p.p.
Comerciais	2,8%	3,3%	-13%	-0,4 p.p.
Escelsa	12,3%	13,1%		-0,7 p.p.
Técnicas	7,7%	8,3%		-0,7 p.p.
Comerciais	4,7%	4,7%		-0,1 p.p.
<b>% Telecontagem</b>				
Portugal	69%	67%	3%	2 p.p.

Electricidade Distribuída (GWh)	9M18	9M17	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>36.237</b>	<b>34.834</b>	<b>4,0%</b>	<b>1.403</b>
Muito Alta Tensão	-	-	-	-
Alta / Média Tensão	34.480	33.219	3,8%	1.261,3
Baixa Tensão	1.757	1.616	8,8%	142
<b>Espanha</b>	<b>23.100</b>	<b>22.184</b>	<b>4,1%</b>	<b>916</b>
Alta / Média Tensão	16.103	15.244	5,6%	858,7
Baixa Tensão	6.998	6.940	0,8%	57,6
<b>Brasil</b>	<b>18.636</b>	<b>18.346</b>	<b>1,6%</b>	<b>290</b>
Clientes Livres	8.361	8.142	2,7%	219
Industrial	1.431	1.525	-6,1%	-93
Residencial, Comercial & Outros	8.844	8.680		
<b>TOTAL</b>	<b>77.974</b>	<b>75.365</b>	<b>3,5%</b>	<b>2.609</b>

# 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)			
	9M18	9M17	Δ MW	Δ %	9M18	9M17	Δ	Δ %	9M18	9M17	Δ	Δ %
<b>EDP Renováveis</b>	<b>331</b>	<b>331</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>-13%</b>	<b>303</b>	<b>317</b>	<b>-14</b>	<b>-4%</b>
Espanha	152	152										
Estados Unidos	179	179										
Outros	0	0										
<b>EDP Brasil</b>	<b>539</b>	<b>306</b>	<b>233</b>	<b>76%</b>	<b>-1</b>	<b>-2</b>	<b>2</b>	<b>-75%</b>	<b>415</b>	<b>380</b>	<b>34</b>	<b>9%</b>
Produção - Hídrica	539	306										
Distribuição	0	0										
<b>Iberia (Ex-wind) &amp; Other</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>-3</b>	<b>-28%</b>	<b>258</b>	<b>275</b>	<b>-16</b>	<b>-6%</b>
Espanha - Cogeração e Resíduos	10	10										
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
<b>Activos detidos para Venda (líquido de passivos)</b>									<b>214</b>	<b>555</b>	<b>-341</b>	<b>-62%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>880</b>	<b>647</b>	<b>233</b>	<b>36%</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>-2</b>	<b>-16%</b>	<b>1.189</b>	<b>1.526</b>	<b>-337</b>	<b>-22%</b>

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	9M18	9M17	Δ MW	Δ %	9M18	9M17	Δ	Δ %	9M18	9M17	Δ	Δ %
<b>EDP Renováveis</b>	<b>4.677</b>	<b>4.524</b>	<b>153</b>	<b>3%</b>	<b>130</b>	<b>161</b>	<b>-31</b>	<b>-19%</b>	<b>2.701</b>	<b>2.572</b>	<b>129</b>	<b>5%</b>
<b>Ao nível da EDP Renováveis:</b>	<b>2.781</b>	<b>2.728</b>	<b>53</b>	<b>2%</b>	<b>114</b>	<b>128</b>	<b>-14</b>	<b>-11%</b>	<b>1.610</b>	<b>1.475</b>	<b>135</b>	<b>9%</b>
P. Ibérica	851	851										
América do Norte	1.210	1.220										
Resto da Europa	557	557										
Brasil	162	100										
<b>17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)</b>	<b>1.896</b>	<b>1.796</b>	<b>100</b>	<b>6%</b>	<b>16</b>	<b>33</b>	<b>-17</b>	<b>-52%</b>	<b>1.091</b>	<b>1.097</b>	<b>-6</b>	<b>-1%</b>
<b>EDP Brasil</b>	<b>1.807</b>	<b>1.814</b>	<b>-7</b>	<b>0%</b>	<b>104</b>	<b>81</b>	<b>23</b>	<b>28%</b>	<b>1.184</b>	<b>1.470</b>	<b>-286</b>	<b>-19%</b>
<b>Ao nível da EDP Brasil:</b>	<b>606</b>	<b>606</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>23</b>	<b>27</b>	<b>-4</b>	<b>-14%</b>	<b>258</b>	<b>392</b>	<b>-134</b>	<b>-34%</b>
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
<b>49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil</b>	<b>1.201</b>	<b>1.208</b>	<b>-7</b>	<b>-1%</b>	<b>81</b>	<b>55</b>	<b>26</b>	<b>48%</b>	<b>926</b>	<b>1.078</b>	<b>-152</b>	<b>-14%</b>
<b>Pen. Ibérica (exc. Eólica &amp; Solar) e Outros</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>-2</b>	<b>-3</b>	<b>1</b>	<b>-18%</b>	<b>-30</b>	<b>-41</b>	<b>11</b>	<b>-26%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6.496</b>	<b>6.350</b>	<b>146</b>	<b>2%</b>	<b>231</b>	<b>239</b>	<b>-8</b>	<b>-3%</b>	<b>3.855</b>	<b>4.001</b>	<b>-147</b>	<b>-4%</b>

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	9M18	9M17	Δ Abs.	Δ %
EDP Renováveis	0	N/A		
EDP Brasil	118	N/A		
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	813	N/A		
<b>TOTAL</b>	<b>932</b>	<b>N/A</b>		

# EDP - Desempenho na Área da Sustentabilidade

## Principais Acontecimentos 9M18 (a)

### EDP eleita líder mundial na dimensão social da sustentabilidade

O Grupo está no top 2 das utilities energéticas no Dow Jones Sustainability Index e foi considerado o melhor do mundo em critérios como a Gestão de Política ambiental.

### EDP aumenta pontuação no FTSE4Good Global Index

A EDP está no top 2 das empresas com melhor pontuação ESG no FTSE4Good Global Index com uma pontuação de 4,6 em 5.

### 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 no top 100 mundial quanto a compromissos climáticos validados pela ciência

O número de empresas com objetivos de redução de emissões CO2 atingiu a centena, segundo o CDP, uma das organizações internacionais promotoras da Iniciativa Science Based Target (SBTi) . A EDP faz parte deste universo de referência no contributo para o cumprimento do Acordo de Paris.

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

	9M18	9M17	Δ %
<b>Ind. Sustentab. (b)(c)(d)</b>	<b>106</b>	<b>104</b>	<b>2%</b>
Comp. Ambiental Peso %	105 33%	93 33%	12%
Comp. Económica Peso %	103 37%	109 37%	-5%
Comp. Social Peso %	111 30%	110 30%	1%

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

## Métricas Económicas

	9M18	9M17	Δ %
<b>Valor Gerado (€M)</b>	<b>11.983</b>	<b>12.902</b>	<b>-7%</b>
Distribuído	10.856	10.997	-1%
Acumulado	1.127	1.906	-41%
<b>Prov. Serv. Energ. (€M)(b)</b>	<b>744</b>	<b>795</b>	<b>-6%</b>
Serv. Eficiência Energ,	100	85	18%

## Métricas Sociais

	9M18	9M17	Δ %
<b>Empregados</b>	<b>11.555</b>	<b>11.716</b>	<b>-1%</b>
<b>Formação (horas)</b>	<b>253.625</b>	<b>265.558</b>	<b>-4%</b>
<b>Acidentes em Serv. (e)</b>	<b>22</b>	<b>21</b>	<b>5%</b>
Índice Gravidade (Tg) (f)	112	120	-7%
Índice Freq. (Tf) (f)	1,45	1,32	10%
Acid. mortais c/ terceiros	6	7	-14%

## Métricas Ambientais

	9M18	9M17	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (mt)</b>			
CO2 (c)(g)	13.920	16.953	-18%
NOx	10,5	12,8	-17%
SO2	16,8	21,8	-23%
Partículas	1,640	1,049	56%

	9M18	9M17	Δ %
<b>Emissões Específicas Globais (g/KWh)</b>			
CO2 (c)(g)	258,5	331,5	-22%
NOx	0,20	0,25	-22%
SO2	0,31	0,43	-27%

	9M18	9M17	Δ %
<b>Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)</b>			
Emissões directas (Âmbito 1) (c)	13.937	16.972	-18%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(d)	572	694	-18%

	9M18	9M17	Δ %
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (h)</b>	<b>165.023</b>	<b>202.109</b>	<b>-18%</b>
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	92%	90%	2%
Utilização de Água (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	1.111.275	1.331.671	-17%
Total Resíduos para destino final (t)	253.854	359.023	-29%

	9M18	9M17	Δ %
<b>Matérias Ambientais (€ mil) (j)</b>	<b>179.470</b>	<b>76.773</b>	<b>134%</b>
Investimentos	39.621	38.720	2%
Despesas	139.849	38.053	268%

	9M18	9M17	Δ %
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€)</b>	<b>3.389</b>	<b>18.032</b>	<b>-81%</b>

## Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (c)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	9M18	9M17	9M18	9M17	9M18	9M17
<b>Península Ibérica</b>	<b>10.257</b>	<b>13.096</b>	<b>0,69</b>	<b>0,68</b>	<b>14.785</b>	<b>19.263</b>
Carvão	8.624	10.739	0,87	0,86	9.954	12.517
CCGT	1.514	2.246	0,38	0,38	3.950	5.934
Cogeração e Resíduos	119	111	0,14	0,14	882	813
<b>Brasil</b>	<b>3.663</b>	<b>3.857</b>	<b>1,15</b>	<b>1,18</b>	<b>3.197</b>	<b>3.271</b>
Carvão (Contratado LP)	3.663	3.857	1,15	1,18	3.197	3.271
<b>Produção térmica</b>	<b>13.920</b>	<b>16.953</b>	<b>0,77</b>	<b>0,75</b>	<b>17.983</b>	<b>22.535</b>
<b>Produção Livre de Emissões CO2</b>					<b>35.873</b>	<b>28.600</b>
<b>Produção Total</b>			<b>0,26</b>	<b>0,33</b>	<b>53.856</b>	<b>51.135</b>

(a) Informação detalhada sobre o progresso da contribuição da EDP para os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas pode ser consultada em: [www.edp.com](http://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.

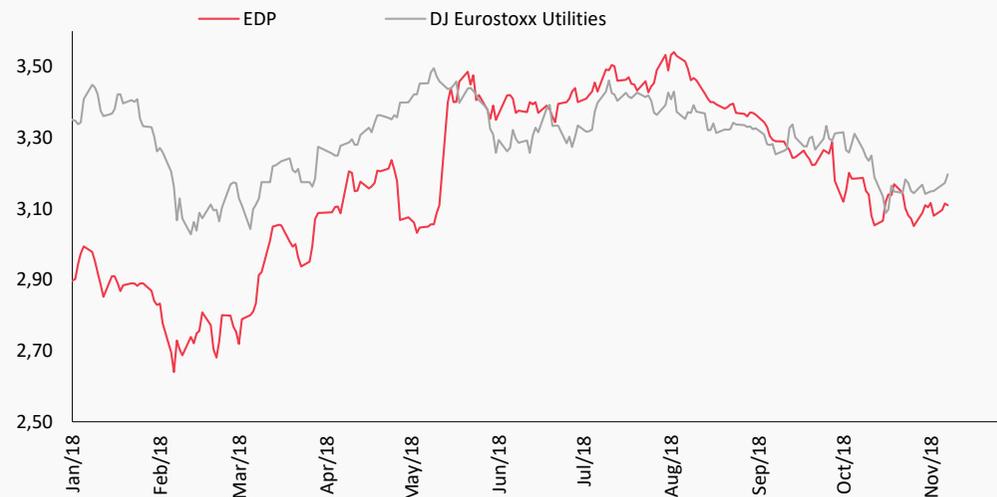
(h) Inclui frota automóvel.

(i) Inclui vapor (2018: 643 GWh vs 2017: 639 GWh).

(j) Metodologia de reporte revista. Inclusão como despesa 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
- 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
- 15-Mai:** Anúncio ao mercado relativo ao anúncio preliminar da oferta sobre a EDP
- 18-Mai:** Participação do Capital Group no capital social da EDP diminui para 9,973%
- 12-Jun:** EDP vende 641 milhões de euros em securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 20-Jun:** EDP emite obrigações no montante de EUR 750 M com vencimento em Janeiro de 2026
- 4-Jul:** EDP Renováveis assegura um CfD para 45 MW eólicos em leilão Grego
- 19-Set:** EDPR estabelece com sucesso novo acordo "tax equity" para 280MW nos EUA
- 27-Set:** Decisão do Secretário de Estado da Energia sobre alegadas sobrecompensações dos CMEC
- 1-Out:** Participação do Capital Group no Capital Social da EDP diminui para 2,958%
- 9-Out:** EDP emite primeiro "green bond" no montante de EUR600 milhões com vencimento em outubro de 2025
- 14-Out:** Capital Group deixa de ter Participação Qualificada no Capital Social da EDP
- 16-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica em 2019
- 16-Out:** Paul Elliott Singer comunica participação qualificada no capital social da EDP
- 26-Oct:** EDP Brasil vende centrais mini-hídricas
- 29-Oct:** EDP Brasil financia em R\$ 1,2 mil milhões investimento em nova linha de transmissão

EDP em Bolsa	YTD	52W	2016
		07/11/2018	

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,110	3,110	2,885
Max	3,549	3,549	3,389
Min	2,631	2,631	2,641
Média	3,069	3,111	3,012

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	9.236	4.863	5.044
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	19	19	20
Volume Transaccionado (milhões de acções)	3.009	1.563	1.675
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,3	6,1	6,6

Dados Acções EDP	9M18	9M17	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,8	21,6	0,8%

### Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Head of IR  
 Sónia Pimpão  
 Maria João Matias  
 Sérgio Tavares  
 Carolina Teixeira

Tel: +351 21 001 2834  
 Email: ir@edp.pt  
 Site: [www.edp.com](http://www.edp.com)