



1S19

Resultados

Lisboa, 25 de Julho de 2019

EDP - Energias de Portugal, S.A. Sede social: Av. 24 de Julho, 12 1249 - 300 Lisboa, Portugal

Conteúdo

Destaques	2
Performance Financeira Consolidada	
Decomposição do EBITDA	3
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	4
Actividade de Investimento	5
Cash Flow	6
Posição Financeira Consolidada	7
Dívida Financeira Líquida	8
Segmentos de Negócio	
Renováveis	10
Redes reguladas	16
Clientes & gestão de energia	19
Demonstração de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	23
Demonstração de Resultados por Trimestre	24
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	25
Redes Reguladas: Activo e Indicadores de performance	26
Investim. Financeiros, Interesses Não Controláveis e Provisões	27
Desempenho de Sustentabilidade	28
Desempenho da EDP em bolsa	29

Nota relevante

A 1-Jan-19, a EDP adoptou a IFRS 16, que substitui a IAS 17 no que respeita à contabilidade de contratos de arrendamento. O modelo de contabilização requer o reconhecimento de rendas vincendas no período integral do contrato como responsabilidade na situação patrimonial, por contrapartida do reconhecimento de "Activos sob direito de uso". A adopção da norma implicou um acréscimo de responsabilidades (€737M) e do valor de activos (+€748M) a 1-Jan-19. No 1S19, a adopção desta norma traduziu-se também no impacto no EBITDA (€33M) e no Resultado líquido (-€3M).

Dados-chave Operacionais	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	27.262	26.806	2%	455
Peso de Renováveis (1)	74%	74%	-	Op.p.
Produção (GWh)	33.816	38.191	-11%	-4.374
Peso de Renováveis (1)	68%	72%	-	-4p.p.
Cientes (mil contratos)	11.401	11.427	-0%	-26
Cientes ligados (mil)	10.390	10.277	1%	+113

Neste primeiro semestre de 2019, a EDP continuou a implementar a sua estratégia de liderança na transição energética: nas renováveis, a empresa obteve garantia de receitas estáveis para mais 0.8 GW de novos projetos de energia eólica e solar nos EUA, Europa e Brasil, com entrada em operação prevista no período do atual plano estratégico 2019-2022. Em Junho de 2019, tínhamos 1.3 GW de projetos renováveis em fase de construção. Em Maio, foi acordado com a Engie uma parceria 50/50 para a criação do 5º maior operador global de energia eólica offshore, o que garante que teremos a escala necessária nesta atividade. **Nas redes de eletricidade**, prosseguiu a bom ritmo a execução das novas linhas de transmissão no Brasil, tendo em Maio acrescentado um novo projeto à carteira, que conta agora com seis linhas, uma das quais já em operação. **Na comercialização de energia**, mantiveram-se elevados níveis de satisfação dos clientes, tendo continuado a crescer as ofertas duais eletricidade e gás e os novos serviços, onde se destacam a manutenção de eletrodomésticos no segmento residencial e a eficiência energética no segmento empresarial.

Dados-chave Demonstração Resultados(2) (€ M)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.601	2.692	-3%	-92
EBITDA	1.908	1.722	11%	+187
EBIT	1.168	1.026	14%	+142
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim.	(358)	(274)	-31%	-85
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	203	181	12%	+22
Interesses não controláveis	201	191	5%	+10
Resultado líquido (accionistas da EDP)	405	380	7%	+25

A subida de 11% do EBITDA beneficiou do forte crescimento no negócio de renováveis. **A produção eólica e solar** aumentou a capacidade instalada em 6% para 11.4GW, enquanto que a estratégia de rotação de ativos gerou neste período um ganho de €0.2 MM associado à venda acordada de uma carteira de parques eólicos em 4 países europeus com uma capacidade instalada líquida de 0.5GW e que representará um encaixe financeiro de €0.8 MM no 3º trimestre deste ano. Por outro lado, a **produção hídrica** na Península Ibérica registou uma queda de 50% face a 2018, impactada neste semestre por recursos hídricos, em Portugal, 44% abaixo da média histórica, o que teve um impacto negativo no EBITDA em cerca de €0.2 MM. **No negócio de redes**, a actividade no Brasil apresentou forte crescimento, resultante da entrada em operação da primeira linha de transmissão e do forte crescimento da procura nas redes de distribuição (+4%). Na Península Ibérica, o desempenho das redes de distribuição beneficiou sobretudo de maior eficiência ao nível dos custos operacionais, que baixaram em 5%. **No negócio de serviços a clientes e gestão de energia**, assistiu-se no segmento de comercialização Ibérica a uma normalização das condições de mercado e regulatórias face ao enquadramento extremamente desfavorável de 2018, enquanto que a atividade de produção térmica foi marcada por uma deterioração das condições de mercado para a produção a carvão, parcialmente compensada pela recuperação das condições para a produção a gás.

Dados-chave de Performance (€ M)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (4)	1.908	1.740	10%	+168
Renováveis	1.264	1.161	9%	+103
Redes	472	420	12%	+52
Cientes & Gestão de energia	208	180	15%	+28
Outros	(35)	(21)	-65%	-14
Resultado líquido recorrente (4)	470	457	3%	+13
OPEX				
OPEX P. Ibérica (€ M)	413	423	-2%	-10
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar (5)	18,6	20,3	-8%	-2
OPEX Brasil (BRL M) (5)	529	531	-0%	-2

O crescimento de 7% do resultado líquido reflete não só a subida de 11% do EBITDA, mas também um aumento dos custos financeiros, resultado de um aumento do custo médio da dívida em 30bps para 4.0%, associado à emissão em Janeiro de €1bn de obrigações híbridas, com impacto positivo nos nossos métricas de crédito, e ao aumento do peso do Dólar Americano e do Real Brasileiro na dívida consolidada, devido do aumento do peso destes mercados no investimento total. O contributo para a subida do resultado líquido neste período veio sobretudo da nossa atividade global de produção eólica e solar. **As atividades convencionais em Portugal** (rede de distribuição, produção hídrica e térmica e comercialização de energia) registaram um prejuízo líquido de €18M na primeira metade de 2019, penalizadas pela manutenção de um contexto regulatório e fiscal adverso, a que se adicionou neste semestre um volume de produção de energia hídrica anormalmente reduzido.

A Junho de 2019, a dívida líquida situava-se nos €14.0 MM (4% acima de Dezembro de 2018), mas ainda 1% inferior ao valor registado em Junho de 2018, tendo sido impactada pelo elevado montante de investimento líquido de expansão que mais do que duplicou face ao período homólogo (85% do qual alocado ao segmento de renováveis) enquanto que o encaixe proveniente da transação de *asset rotation* anunciada Abr-19 está previsto para o 3T19.

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	14.043	13.480	4%	+563
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (6)	4,0x	4,0x	-2%	-0,1x

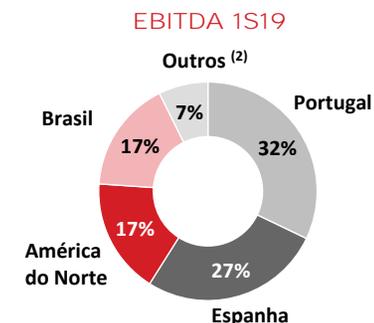
A 15 de Maio de 2019, a EDP pagou aos seus acionistas o dividendo referente ao exercício de 2018, de €0.19 por ação ou €0.7MM, em linha com o montante mínimo definido na política de dividendos para o período 2019-2022.

(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) P&L completo na pág. 24; (3) CESE: Contribuição extraordinária do sector de energia; (4) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); (5) Ajustado para a IFRS 16; (6) Líquido de activos regulatórios; Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros).

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	YoY		
													Δ %	Δ Abs.	
Renováveis	1.264	1.156	9%	+108	585	570	390	650	556	708				24%	138
Eólica & Solar	961	686	40%	+275	381	305	184	431	385	576				89%	271
Hídrica - P. Ibérica	205	360	-43%	-155	142	217	167	97	112	93				-57%	-125
Hídrica - Brasil	97	110	-12%	-13	62	48	40	123	59	39				-19%	-9
Redes	472	420	12%	+52	219	201	214	197	243	229				14%	28
P. Ibérica	339	314	8%	+24	159	155	162	149	165	173				12%	18
Brasil	133	106	26%	+28	60	46	52	48	78	55				21%	10
Clientes & Gestão de energia	208	167	24%	+41	85	82	71	88	116	92				13%	11
P. Ibérica	143	77	86%	+66	45	32	14	62	84	59				82%	27
Brasil	65	90	-28%	-25	41	49	57	27	32	33				-33%	-16
Outros	(35)	(21)	-65%	-14	3	(25)	13	(29)	7	(42)				72%	-18
EBITDA consolidado	1.908	1.722	11%	+187	893	829	688	907	921	987				19%	158
- Ajustamentos (1)	(0)	(18)	100%	+18	(18)	0	-	49	(0)	-				-100%	-0
EBITDA recorrente	1.908	1.740	10%	+168	911	829	688	858	921	987				19%	158



O EBITDA cresceu 11% face ao período homólogo, para €1.908M no 1S19, com uma contribuição positiva de todos os segmentos. A nossa estratégia de crescimento que combina a expansão do portfólio (+€70M) com a estratégia de *asset rotation* (+€219M) revelou-se bem-sucedida, compensando o efeito adverso da meteorologia na produção renovável (cerca de -€0.25MM no 1S19), principalmente na hídrica em Portugal, na qual os recursos estiveram 44% abaixo da média histórica. Excluindo impactos extraordinários (*), **o EBITDA recorrente aumentou 10%, face ao período homólogo, €1.908M no 1S19**, incluindo o impacto cambial (+€4M resultantes da apreciação do USD em 7% e na depreciação do BRL em 5%, ambos face ao EUR) e €33M no 1S19 relacionados com o impacto do IFRS 16 nas locações.

Renováveis (66% do EBITDA, €1,264M no 1S19) – o EBITDA subiu 9% no 1S19, sendo os benefícios da nossa estratégia de crescimento que combina a expansão do portefólio eólico (+€57M) com a estratégia de *asset rotation* (mais-valia de +€219M) parcialmente mitigados pelas consequências de fracos recursos hídricos na P. Ibérica (-€0,2MM vs. EBITDA normalizado) e recursos eólicos 4% abaixo da média (-€37M vs. normalizado). Os preços médios de venda recuperaram para todas as tecnologias (+5% para eólica e solar; +15% para hídrica na P. Ibérica). Adicionalmente, o desempenho do EBITDA refletiu a venda de algumas mini-hídricas em Portugal e no Brasil no 4T18 (-€33M), o fim dos incentivos PTC em alguns projetos nos E.U.A. (-€26M), a adoção do IFRS desde 1-Jan-19 (+€23M, sobretudo em eólica), o impacto cambial (+€14M, principalmente devido à apreciação do USD vs. EUR).

Redes Reguladas (25% do EBITDA, €472M no 1S19) – o EBITDA aumentou 12% em termos homólogos (+€52M), impulsionado por: (i) no Brasil, +€18M em transmissão resultantes da inauguração da primeira linha de transmissão em Espírito Santo; +€31M na distribuição devido ao aumento da eletricidade distribuída e ajustamento anual das tarifas. O impacto cambial foi de -€7M, na sequência da depreciação do BRL em 5% face ao Euro; (ii) maior eficiência na P. Ibérica, que viu uma queda de 5% no custos operacionais, principalmente em Portugal, onde a instalação progressiva dos contadores inteligentes (+300 mil face ao 1S18) contribuiu para um acréscimo na percentagem de telecontagem e redução no número de reclamações por clientes.

Clientes e Gestão Energética (10% do EBITDA, €208M no 1S19) – o EBITDA aumentou 24% em termos homólogos (+€41M), impulsionado sobretudo pela normalização do contexto regulatório da comercialização na P. Ibérica após um semestre fraco em 2018 (+€48M). Também na P. Ibérica, o EBITDA da produção térmica e GE cresceu €17M devido a um aumento de 11% da produção e melhores condições de mercado para a produção a gás. **No Brasil, o EBITDA recuou €25M em termos homólogos**, refletindo principalmente o efeito positivo da revisão do nível de disponibilidade contratado na central de Pecém (+€18M no 1S18) e o declínio de 30% nos volumes de comercialização no 1S19, na sequência de menor liquidez e maior volatilidade no mercado livre de eletricidade ao longo do 1S19.

(* *Itens extraordinários: -€18M no 1S18, relativo ao impacto no 2S17 resultante da diferença entre o ajustamento final do CMEC reconhecido em Dez-17 e aprovado pelo governo a Mai-18 (-€5M nas Renováveis e -€13M em Cliente e Gestão de Energia).*

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.	3T18	4T18	1T19	2T19	YoY	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.908	1.722	11%	+187	688	907	921	987	19%	+158
Provisões	5	(3)	-	+8	286	5	4	1	-66%	-3
Amortizações e imparidades exercício	735	699	5%	+36	350	396	374	362	4%	+14
EBIT	1.168	1.026	14%	+142	53	506	544	624	31%	+146
Juros financeiros líquidos	(306)	(292)	-5%	-15	(148)	(186)	(155)	(151)	5%	-7
Custos financeiros capitalizados	21	15	43%	+6	9	10	9	12	49%	+4
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(105)	(88)	-18%	-16	(46)	(42)	(53)	(52)	16%	-7
Diferenças de câmbio e derivados	(17)	15	-	-32	(7)	(13)	(6)	(11)	9%	-1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	(1)	19	-	-20	(0)	94	-	(1)	-116%	-5
Outros ganhos e perdas financeiros	37	55	-32%	-17	26	26	19	18	-50%	-19
Resultados Financeiros	(371)	(277)	-34%	-94	(166)	(111)	(186)	(185)	23%	-35
Equival. patrimoniais em JVs e associadas (Detalhes pág. 27)	12	3	254%	+9	6	2	5	7	241%	+5
Resultados antes de Impostos	810	752	8%	+57	(108)	397	364	446	35%	+116
IRC e Impostos Diferidos	137	117	17%	+20	(67)	49	99	38	-12%	-5
<i>Taxa de imposto efetiva (%)</i>	<i>17%</i>	<i>16%</i>			<i>62%</i>	<i>12%</i>	<i>27%</i>	<i>9%</i>		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	67	64	4%	+3	1	0	67	(0)	-84%	+2
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	201	191	5%	+10	40	125	98	104	39%	+29
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	405	380	7%	+25	(83)	222	100	305	42%	+90

As amortizações e imparidades aumentaram 5% em termos homólogos, refletindo principalmente o impacto da adoção da IFRS 16 nas locações (+€27M) e adições de capacidade.

Os resultados financeiros líquidos de -€371M no 1S19 (-34% ou -€94M em termos homólogos) foram impactados principalmente por: (i) resultados diferenças de câmbio e derivados (-€32M em termos homólogos), essencialmente devido à adopção do capítulo de contabilidade de cobertura da IFRS 9 com referência a 1-Jan-19 e ao efeito cambial; (ii) -€17M em termos homólogos na adoção do IFRS 16 ('Unwinding'); e (iii) no 1S18, o ganho registado na venda de uma participação de 20% no nosso projeto *offshore* Moray East (+€15M) e badwill da aquisição de uma participação na Celesc (+€15M).

Os juros financeiros líquidos aumentaram 5% em termos homólogos (+€15M), para €306M no 1S19, na sequência de uma subida de 30ps do custo médio da dívida (de 3,7% no 1S18 para 4,0% no 1S19): o efeito combinado do maior peso de USD na nossa dívida em termos homólogos (+2p.p.), a emissão das nossas obrigações híbridas de €1MM em Jan-19 e o benefício de um decréscimo de 1% no valor médio da dívida face ao 1S18.

Os resultados com equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas aumentaram €9M em termos homólogos, para €12M no 1S19, refletindo principalmente uma maior contribuição das nossas hídras e da Celesc no Brasil (Detalhes na página 27).

O imposto sobre o rendimento ascendeu a €137M (+€20M em termos homólogos), no seguimento de uma taxa efetiva de imposto ligeiramente superior no 1S19 (17%) relativamente ao 1S18 (16%).

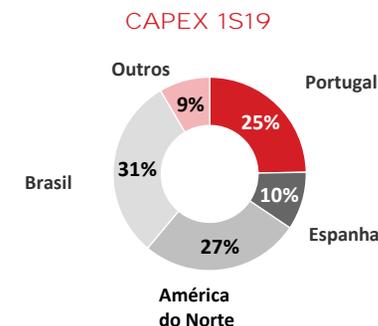
Os interesses não controláveis incluem €135M relacionados com a produção eólica e solar e €70M relativos ao Brasil. O aumento de 5% em termos homólogos no 1S19 é justificado sobretudo pelo maior resultado líquido da EDPR (Detalhes na página 27).

Em suma, o resultado líquido cresceu 7% em termos homólogos, para €405M no 1S19. Excluindo efeitos não recorrentes(*), **o resultado líquido recorrente subiu 3% em termos homólogos, para €470M no 1S19**, devido à estratégia de *asset rotation* e uma maior capacidade instalada de renováveis, além do crescimento nas redes do Brasil, que mais do que mitigaram a fraca hidraulicidade e o aumento dos custos financeiros no 1S19.

(* *Eventos não recorrentes*: (i) **-€77M no 1S18**, incluindo a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€64M) e a diferença entre o ajustamento final dos CMECs reconhecido a Dez-17 e o aprovado pelo Governo a Mai-18 (-€13M); (ii) **-€67M no 1S19**, relativos à contribuição extraordinária sobre o setor energético.

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

Invest. Operacional (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Expansão	557	500	11%	+56	283	217	505	389	222	334		
Renováveis	384	479	-20%	-96	278	202	465	365	158	226		
Redes	172	16	-	+156	5	11	39	19	63	108		
Outros	2	5	-67%	-3	1	4	1	5	1	1		
Manutenção	268	229	17%	+39	85	144	163	245	122	147		
Renováveis	13	12	12%	+1	6	6	9	20	5	8		
Redes	192	147	31%	+45	61	86	106	175	91	101		
Outros	63	70	-10%	-7	19	52	48	51	26	37		
Investim. Operacional Consolidado	825	729	13%	+96	368	362	668	634	344	481		



Investimento Líquido Expansão (€ M)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	557	500	11%	+56
Investim. Financeiro Líquido	285	81	252%	+204
Renováveis	275	-	-	+275
Redes	-	81	-	-81
Outros	10	-	-	+10
Desinvestim. Financeiro Líquido	-	71	-	-71
Renováveis	-	40	-	-40
Rotação de activos	-	40	-	-40
Outros	-	-	-	-
Redes	-	-	-	-
Outros	-	31	-	-31
Encaixe Parcerias Institucionais	0	(9)	-	+10
Outros (1)	409	91	348%	+318
Investimento Líq. de Expansão	1.252	592	111%	+660

O investimento operacional consolidado ascendeu a €825M no 1S19, 70% do qual dedicado a expansão (70% em renováveis, 30% em transmissão).

Os investimentos financeiros aumentaram no 1S19 incluem: (i) €153M de investimento na eólica *onshore* nos E.U.A., onde vendemos uma posição de 80% num portefólio de 0,5 GW em Dez-18, mas onde assumiremos os trabalhos de construção até ao comissionamento (ii) €95M contribuições de posições minoritárias de diversos projectos de eólica *offshore* em desenvolvimento, nomeadamente nos E.U.A. e no R.U., e de projectos de eólica *offshore floating* na fase pré-comercial (em Portugal e França); (iii) €8M em posições minoritárias, nomeadamente na construção da hídrica San Gaban no Perú.

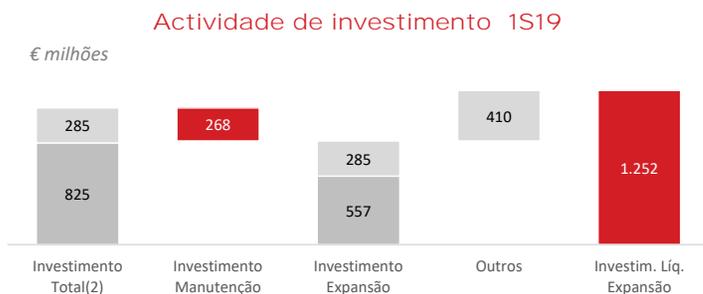
O investimento operacional de manutenção dedicou-se sobretudo às nossas redes reguladas na P. Ibérica e no Brasil, com o objetivo de reduzir perdas (Brasil) e a implementação de vários projetos de digitalização (P. Ibérica).

O investimento em expansão (incluindo investimento financeiros) concentrou-se nas renováveis globalmente e nas redes no Brasil:

1) €659M em nova capacidade eólica (76% do total), distribuído entre os E.U.A. (68%), Europa (30%) e América Latina (2%). (detalhes na página 10)

2) €172M em novas linhas de transmissão no Brasil, com a construção das linhas 11 (Maranhão) e 21 (Santa Catarina).

No total, o investimento mais do que duplicou face ao período homólogo, para €1.252M para 1S19. A maior parte deste valor (85%) foi dedicado às renováveis, sobretudo eólica. O investimento líquido de expansão inclui um efeito de +€409M de pagamentos a fornecedores de ativos fixos, principalmente eólicos, e mudanças no perímetro de consolidação relacionadas com a transação de asset rotation acordada na Europa.



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

Cash Flow Consolidado (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	6.379	7.035	-9%	-656
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.084	905	20%	+179
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(5.239)	(5.840)	10%	+601
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(407)	(442)	8%	+35
Fluxo gerado pelas operações	1.816	1.657	10%	+159
Receb./ (pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(118)	(20)	-474%	-97
Fluxo das Actividades Operacionais	1.699	1.637	4%	+62
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.629)	(855)	-91%	-774
Fluxo das Actividades de Financiamento	(510)	(1.578)	68%	+1.068
Variação de caixa e seus equivalentes	(440)	(797)	45%	+356
Efeito das diferenças de câmbio	18	(49)	-	+67
Variação da Dívida Líquida (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (1)	1.422	1.228	16%	+195
EBITDA recorrente	1.908	1.740	10%	+168
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(486)	(512)	5%	+26
Investimento Operacional em Manutenção (2)	(329)	(263)	-25%	-66
Juros financeiros líquidos pagos	(286)	(277)	-3%	-8
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(64)	(84)	24%	+20
Outros	(86)	(38)	-128%	-48
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	658	566	16%	+93
Expansão	(1.252)	(592)	-111%	-660
Capex de Expansão	(557)	(500)	-11%	-56
Recebimentos de Rotação de Activos	-	40	-	-40
Aquisições e alienações	(25)	-	-	-25
Outros Inv. Financ. Líq. (excl. Rotação de activos)	(260)	(50)	-418%	-210
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	(0)	9	-	-10
Outros	(409)	(91)	-348%	-318
Variação de Activos Regulatórios	(79)	409	-	-488
Dividendos pagos a Accionistas EDP	(691)	(691)	0%	-0
Variações Cambiais	(38)	50	-	-89
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	839	(11)	-	+850
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(563)	(269)	-109%	-294
Fundos Gerados pelas Operações (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.908	1.722	11%	+187
Imposto corrente	(165)	(219)	25%	+55
Juros financeiros líquidos	(306)	(292)	-5%	-15
Resultados de associadas e dividendos	2	(9)	-	+11
Ajustamentos a FFO	(127)	(70)	-82%	-58
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.312	1.131	16%	+181

(1) Excluindo Activos Regulatórios; (2) Investimento operacional de manutenção inclui investimento em fundo de maneio relacionado com fornecedores de activos fixos.

O fluxo de caixa orgânico recorrente cresceu 16% em termos homólogos, para €658M no 1S19, essencialmente suportado por um acréscimo de 16% no fluxo de caixa operacional recorrente: apesar das condições hídricas e eólicas adversas no período e do encaixe posterior a Jun-19 do ganho de €219M resultante da venda de ativos eólicas acordada em Abr-19, o crescimento foi impulsionado pela expansão do portefólio, pelo menor investimento em fundo de maneio e um rigoroso controlo de custos. O investimento operacional de manutenção, incluindo pagamentos a fornecedores de ativos fixos, acelerou no período e prendeu-se maioritariamente com o segmento das redes.

A atividade de investimento em expansão duplicou em termos homólogos para €1.252M no 1S19, quase completamente dedicado às renováveis (85% do total) e à transmissão no Brasil. (Detalhes na página 5).

Os ativos regulatórios aumentaram €79M no 1S19, impulsionado sobretudo por Portugal: apesar do aumento de stock provocado pelo adiamento do sobrecusto do regime especial ter sido integralmente vendido pela EDP no 2T19, surgiram desvios imprevistos em Portugal (Detalhes na página 7).

A 15 de Maio de 2019, a EDP pagou o seu dividendo anual totalizando €691M (€0,19 por ação), em linha com o ano anterior.

As variações cambiais resultaram num aumento de €38M no valor líquido da dívida financeira no 1S19, justificado principalmente pela apreciação do USD (+1%) e do BRL (+2%) em relação a Dez-18, ambas em relação ao Euro.

A rubrica Outros inclui €500M de componente equity atribuído pelas agências de rating de crédito ao novo híbrido emitido em Jan-19 (€1 MM) e o impacto líquido de +€0,36MM resultante de impactos não-recorrentes no 1S19, que correspondem a uma contribuição extraordinário para o fundo de cuidados médicos dos colaboradores (-€0,1MM) e a itens relacionados com o défice tarifário (impacto do pagamento de impostos relativos a vendas do défice em 2018, no valor de -€0,2MM, e a venda da porção de 2S19 do adiamento do sobrecusto do regime especial em 2019, no valor de +€0,6MM).

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €0,6MM vs. Dez-18, para €14,0MM a Mar-19, reflexo da aceleração de investimentos de expansão, enquanto o encaixe da transacção de asset rotation (+€0,8MM) é esperado nos próximos meses.

O FFO subiu 16% vs. 1S18, totalizando €1,312 no 1S19, reflexo de (i) acréscimo de 11% no EBITDA (detalhes na pág. 3); ii) redução em €55M do montante de impostos correntes; o que foi mitigado pela (iii) a evolução desfavorável de ajustamentos FFO, essencialmente explicada por diferenças temporais (intra-aneais) da contribuição extraordinária para o fundo de pensões.

Posição Financeira Consolidada



Activo (€ Milhões)	Jun vs. Dez		Δ Abs.
	Jun-19	Dez-18	
Activos fixos tangíveis	21.327	22.708	-1.380
Activos sob direito de uso	830	-	+830
Activos intangíveis	4.634	4.737	-103
Goodwill	2.113	2.251	-139
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	1.408	963	+445
Impostos, correntes e diferidos	1.656	1.560	+96
Inventário	337	342	-5
Outros activos, líquido	8.200	7.071	+1.130
Depósitos colaterais	192	193	-1
Caixa e equivalentes de caixa	1.381	1.803	-422
Total do Activo	42.078	41.627	+451

Capital Próprio (€ Milhões)	Jun-19	Dez-18	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.808	8.968	-161
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	3.758	3.932	-174
Total do Capital Próprio	12.566	12.900	-335

Passivo (€ Milhões)	Jun-19	Dez-18	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.729	16.085	+644
Médio e longo prazo	13.993	13.462	+531
Curto prazo	2.735	2.623	+113
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.264	1.407	-143
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.178	1.269	-91
Provisões	956	1.018	-62
Impostos, correntes e diferidos	1.181	1.238	-58
Proveitos diferidos de invest. institucionais	957	962	-5
Outros passivos, líquido	7.247	6.746	+501
Total do Passivo	29.512	28.727	+786
Total do Capital Próprio e Passivo	42.078	41.627	+451

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Jun-19	Dez-18	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.264	1.407	-143
Pensões	597	759	-162
Actos médicos e outros	667	648	+19
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-370	-422	+52

Benefícios aos Empregados (líq. imposto)	894	985	-91
---	------------	------------	------------

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Jun-19	Dez-18	Δ Abs.
Activos Regulatórios	385	287	+98
Portugal	375	216	+159
Brasil(1)	10	71	-61
Ajustamento "Fair value" (+)	-	-	-
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-118	-68	-50
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. imposto)	267	219	+48

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €1,5MM vs. Dez-18 para €26,0MM a Jun-19, impactado principalmente pelo desreconhecimento (-€1,1MM) de um porfólio de activos eólicos na Europa para reconhecimento de um valor a receber (€0,8MM) sob a rubrica "Outros activos, líquido" após ter sido anunciada a venda dos mesmos a 23 de Abril, este efeito foi mitigado por: (i) A actividade de construção no semestre; (ii) o efeito cambial positivo do USD (+1%) e do BRL (+2%) face ao EUR. A Jun-19, o imobilizado em curso ascendeu a €1,9MM (7% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 60% proveniente da EDPR, 3% da EDP Brasil e 37% ao nível da EDP.

A adopção da IFRS 16, a 1 de Janeiro de 2019, resultou em €0,75 MM reconhecidos contabilisticamente como 'Activos sob direito de uso', em contrapartida de 'Outros passivos, líquido'. O valor actual de €0,8 MM resultam do decorrer normal da actividade.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquido de passivos** aumentaram €0,4MM vs. Dez-18, devido ao reconhecimento sob a conta "Activos detidos para venda" referido anteriormente e os efeitos cambiais (Mais detalhes na página 27).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos** aumentaram €0,2MM vs. Dez-18, para €0,5MM a Jun-19. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu um aumento de €1,1MM vs. Dez-18 para €8,2MM a Jun-19, suportado principalmente pela transacção de asset rotation anunciada em Abril. De salientar que outros activos (líquidos) incluem €0,16MM a receber da venda da Naturgas Distribuição.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** diminuíram €0,1MM, para €8,8MM a Jun-19, reflectindo por um lado o efeito positivo do resultado líquido do período e das taxas de câmbio, e por outro lado, o pagamento do dividendo anual aos accionistas.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** caiu €0,1MM face a Dez-18 para €1,3MM a Jun-19 (**€0,9MM, líquido de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos em 1H19, e de uma contribuição extraordinária de €65M para o fundo de pensões no 1T19.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,1MM face a Dez-18, para €1,2MM, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de "tax equity" durante o período e que mitigaram a apreciação do valor do USD face ao EUR.

As Provisões a Jun-19 incluem a redução das provisões relacionadas com o desmantelamento dos parques eólicos envolvidos na transacção de asset rotation anunciada em Abril.

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,5MM face a Dez-18, principalmente devido ao aumento dos passivos detidos para venda, relacionado com a venda previamente mencionada (+€0,2MM) e a adopção da IFRS-16 (€0,74MM), estes efeitos foram atenuados pela redução de passivos a fornecedores de equipamentos (-€0,6MM), relacionado com o pagamento de capex, após a conclusão de vários projectos eólicos nos trimestres anteriores.

O montante total **nominal de activos líquidos da actividade regulada** a receber no futuro aumentou €0,1MM vs. Dez-18, para €385M a Jun-19 (€267M líquidos de impostos), explicado sobretudo por Portugal: apesar do aumento de stock provocado pelo adiamento do sobrecusto do regime especial (€0,5MM) ter sido completamente vendido pela EDP no 2T19, surgiram desvios inesperados em Portugal devido a: i) diferenças nos recebimentos das medidas de mitigação alocadas ao setor de energia neste período (+€188M), nomeadamente nos recebimentos relacionados com CO₂; (ii) sobrecusto do regime especial causado por preços realizados inferiores e volumes superiores ao antecipado. No 1S19, a dívida do sistema eléctrico português continuou a tendência de decréscimo (-€55M), actualmente em €3,79MM.

(1) Não considera o montante relativo ao impacto da exclusão do ICMS do cálculo do PIS/COFINS de anos anteriores, na EDP Espírito Santo (R\$743 MM), porque o recebível (reconhecido sob activo por impostos a receber) é considerado um *pass-through* para a tarifa.

Dívida Financeira Líquida

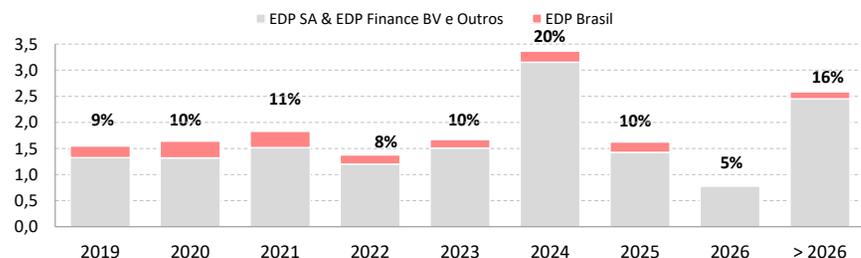
Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Jun-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	16.440	15.766	4%	+674
EDP S.A. e EDP Finance BV	13.959	13.228	6%	+731
EDP Renováveis	721	882	-18%	-161
EDP Brasil	1.760	1.656	6%	+104
Juros da dívida a liquidar	208	258	-19%	-50
"Fair Value"(cobertura dívida)	80	61	32%	+20
Derivados associados com dívida (2)	(110)	(116)	5%	+6
Depósitos colaterais associados com dívida	(192)	(193)	0%	+1
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(885)	(391)	-126%	-494
Dívida Financeira	15.542	15.385	1%	+157
Caixa e Equivalentes	1.381	1.803	-23%	-422
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	579	922	-37%	-343
EDP Renováveis	268	386	-31%	-118
EDP Brasil	534	496	8%	+39
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	118	102	16%	+16
Dívida líquida do Grupo EDP	14.043	13.480	4%	+563

Linhas de Crédito a Jun-19 (€ Milhões)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-19
Linha Crédito "Revolving"	3.300	24	3.300	Oct-23
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	1.471	Mar-24
Linhas Crédito Domésticas	256	7	256	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	2021
Total Linhas Crédito	5.921		5.152	

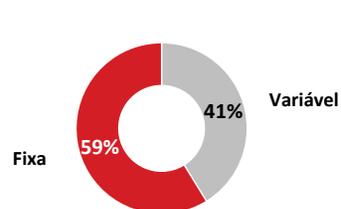
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stable/F3
Ultimo Relatório de Rating	15/04/2019	03/04/2017	05/12/2018

Rácios de Dívida	Jun-19	Dez-18
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (3)	4,0x	4,0x

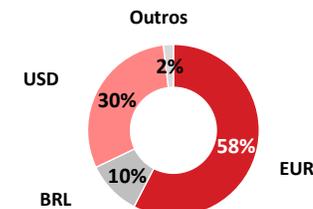
Maturidade da dívida (€MM) a Jun-19 (1)



Dívida por tipo de taxa juro (1) - Jun-19



Dívida por tipo de moeda (1) (2) - Jun-19



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 Abr-19, a **S&P** reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB-", com o Outlook 'Estável', sobre a expectativa de uma melhoria do desempenho operacional e alienação de activos, em linha com o nosso Strategic Update. Em Abr-19, a **Moody's** completou uma revisão periódica na qual a adequação da notação de rating foi avaliada. A agência de rating manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. Em Dez-18, a **Fitch** reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB-", com Outlook 'Estável'.

No que se refere às **principais operações de refinanciamento em 2019**: Em Jan-19, a EDP estendeu a maturidade de €2.095M do "RCF" de €2.240M até Mar-24 (excepto €145M que expiram em Mar-23) e emitiu €1.000M de dívida green subordinada com uma yield de 4,5% e maturidade em 2079.

O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 80% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. **As necessidades de refinanciamento para 2019** ascendem a €1,5MM, dos quais €0,6MM em obrigações e €0,9MM em empréstimos bancários. **Em 2020 e 2021** as necessidades de refinanciamento totalizam aproximadamente €3,5MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €6,7MM a Jun-19. Adicionalmente, durante o 1S19 a EDP realizou duas vendas de défice tarifário em Portugal num total de ~€1,1MM.

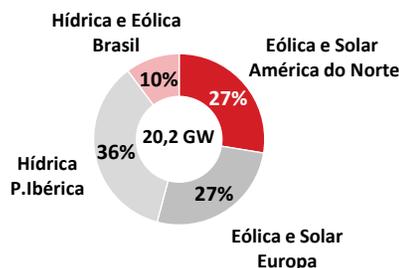
(1) Valor Nominal, incl. 100% das obrig. híbridas; (2) Fair-value de derivados relacionados com a cobertura de dívida; (3) Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação das obrig. híbridas como capital em 50% (incl juros).



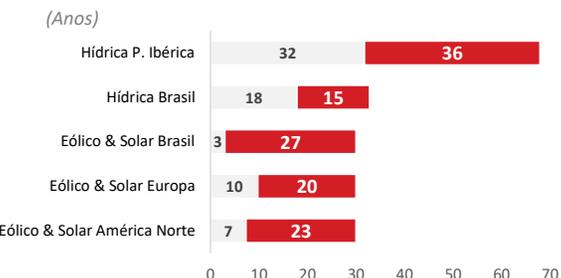
Segmentos de Negócio

Capacidade Instalada (MW)	Jun-19	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Construído	Vendido	
EBITDA MW	20.178	+84	+429	+878	-449	+993
Eólica e Solar	11.393	+92	+680	+880	-200	+993
EUA	5.332	-	+278	+478	-200	+779
Canadá	30	-	-	-	-	+100
México	200	-	-	-	-	-
América do Norte	5.562	-	+278	+478	-200	+879
Espanha	2.288	-24	+44	+44	-	+53
Portugal	1.355	+47	+102	+102	-	-
França	440	+19	+30	+30	-	+13
Bélgica	71	-	-	-	-	+10
Polónia	418	-	-	-	-	+38
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	271	+50	+89	+89	-	-
Europa	5.364	+92	+266	+266	-	+114
Brasil	467	-	+137	+137	-	-
Hídrica	8.785	-8	-250	-1	-249	-
P.Ibérica	7.186	-8	-103	-1	-102	-
Brasil	1.599	-	-148	-1	-147	-
MW Equity	910	-	+40	-0	+40	+408
Eólica onshore & Solar	371	-	+40	-0	+40	-
EUA	219	-	+40	-0	+40	-
Espanha	152	-	-	-	-	-
Eólica offshore	0	-	-	-	-	+330
Hídrica	539	-	-	-	-	+78
Latam	539	-	-	-	-	+78

Capacidade Renovável Instalada - Jun-19



Vida média e Vida residual dos activos



A capacidade instalada das renováveis representam **74% capacidade total de 20,1 GW**. Nos últimos 12 meses, adicionamos **880 MW de eólica**, embora tenhamos vendido uma participação de 80% num projeto de 499 MW na América do Norte (299 MW dos quais em desenvolvimento e construção): consequentemente, o nosso portefólio EBITDA MW desceu 200 MW (Meadow Lake VI), enquanto o nosso portefólio de posições minoritárias cresceu 40 MW (devido à posição de 20% retida nos projetos alienados).

Assegurámos **CAEs para 3.3 GW (+0.8 GW desde Dez-18)** para suportar futuras instalações 2019-22, representando **46%** do nosso objetivo de **aumento de capacidade renovável no portefólio**. Desde o início do ano, assinámos CAEs para **0.7 GW de eólica** (0.4 GW nos E.U.A., 0.2. GW na Europa e 0.1 GW no Brasil) e **0.1 GW de solar** (E.U.A.).

No 1S19, a nossa capacidade renovável em desenvolvimento esteve bastante ativa com 1.3 GW em construção em eólica e solar (inclui 316 MW no Moray East e 14 MW Windplus floating offshore), sendo que a maioria desta capacidade estará comissionada em no 2S19 (~ 0.8 GW).

Na América do Norte, temos neste momento 879 MW em construção, incluindo os 299 MW, nos quais vendemos uma posição de 80% em Dez-18 mantendo o compromisso de concluir a construção nos projetos Prairie Queen (199 MW nos E.U.A.) e Nation Rise (100 MW no Canadá).

Na Europa, existem **114 MW de capacidade eólica onshore em construção**, incluindo 24 MW que estão a ser repotenciados em Espanha. Em Abr-19, celebrámos uma transação de *asset rotation* na qual vendemos a nossa participação de 51% em **997 MW** na Europa (388 MW na França, 348 MW em Espanha, 191 MW em Portugal e 71 MW na Bélgica). Todas as condições relevantes para a venda foram fechadas a Jun-19.

No Brasil, temos 467 MW instalados a Jun-19, incluindo o parque eólico Babilónia (137 MW) que foi instalado no 4Q18.

As hídricas compreendem **7,186 MW na Ibéria** (c. 40% dos quais capacidade de bombagem) e **1,599 MW** no Brasil, após a venda de algumas **pequenas hídricas** no 4Q18, tanto em Portugal como no Brasil (250 MW). Finalmente, na América Latina, detemos posições em **três centrais hídricas** (Jari, Cachoeira-Caldeirão e S. Manoel, todos no Brasil) e uma no Peru (San Gaban, 78 MW) que está atualmente **em construção**.

No 1S19, os investimentos líquidos de expansão **mais do que duplicaram** para €1,020M, incluindo: i) **investimento total de €659M** (capex + investimentos financeiros), dedicados sobretudo à América do Norte (c. 70%) e Europa (c. 30%); e ii) **€361M em outros efeitos relevantes**, incluindo o pagamento a fornecedores de ativos fixos e mudanças no perímetro de consolidação após a classificação do negócio de *asset rotation* na Europa para 'Activos detidos para venda'.

Investimento de expansão (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	384	480	-20%	-96
América do Norte	221	230	-4%	-10
Europa	157	161	-3%	-4
Brasil & Outros	6	88	-94%	-82
Investimentos Financeiros	275	0	-	+275
Encaixe de Parcerias institucionais	0	0	-	-0
Encaixe Rotação de Activos	0	0	-	-
Outros (1)	361	0	-	+361
Inv. Líquido em Expansão	1.020	480	113%	+540

Investimento de manutenção (€ M)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	12	10	28%	+12
Brasil	1	3	-56%	+1
Investimento de manutenção	13	12	10%	+13

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

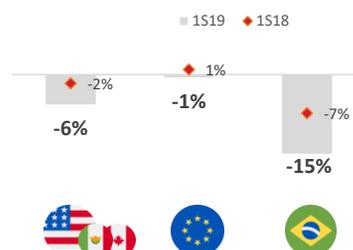
Demonst. de Resultados (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.277	1.382	-8%	-105
OPEX	265	277	-4%	-12
Outros custos operac. (líq.)	-252	-51	-393%	-201
Custos Operacionais Líq.	13	226	-94%	-213
EBITDA	1.264	1.156	9%	+108
Amortizações, impar.; Provisões	410	382	7%	+28
EBIT	853	774	10%	+80

EBITDA (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	961	686	40%	+275
América do Norte	327	311	5%	+16
Europa	623	369	69%	+254
Brasil & Outros	11	6	80%	+5
Hídrica	302	470	-36%	-167
P.Ibérica	205	360	-43%	-155
Brasil	97	110	-12%	-13
EBITDA	1.264	1.156	9%	+108

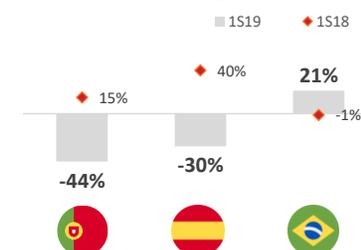
Produção (GWh)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	16.157	15.451	5%	+706
Hídrica	6.732	11.710	-43%	-4.978
P.Ibérica	4.264	8.433	-49%	-4.168
Brasil	2.468	3.278	-25%	-810
Total produção	22.889	27.162	-16%	-4.272

Core OPEX/Média MW	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	18,6	20,3	-8%	-1,7
Hídrica				
P.Ibérica	6,1	6,3	-4%	-0,2
Brasil	7,0	8,5	-18%	-1,5

Recursos eólicos 1S19 vs. Média de longo-prazo



Recursos hídricos 1S19 vs. Média de longo-prazo (1)



No 1S19, o **EBITDA subiu para €1,264M** (+9% face ao 1S18), reflexo dos ganhos com a nossa estratégia de crescimento que combina a expansão do portefólio com uma estratégia de asset rotation, que foram parcialmente mitigados pelas consequências de fracos recursos hídricos na Ibéria e produção eólica 4% abaixo da média.

O **EBITDA da produção solar e eólica ascendeu a €961M** (+40% face 1S18), apoiado pelos ganhos de capital com as transações de *asset rotation* na Europa (+€219M), preços médios de venda mais elevados (+€29M), impacto cambial (+€19M) e a implementação da IFRS16 (+€23M). A evolução do EBITDA foi penalizada por recursos eólicos adversos (-€28M) e a expiração dos PTCs em alguns projetos (-€22M).

O **EBITDA da Hídrica** recuou para €302M (-36% face ao 1S18), afetado pelo Brasil e pela P. Ibérica. Na P. Ibérica, registou-se uma queda de 43% no EBITDA hídrico em termos homólogos, resultante de recursos hídricos extremamente fracos (-€0.2MM no total face ao período homólogo) e a venda das pequenas hídricas (-€33M face ao 1S18).

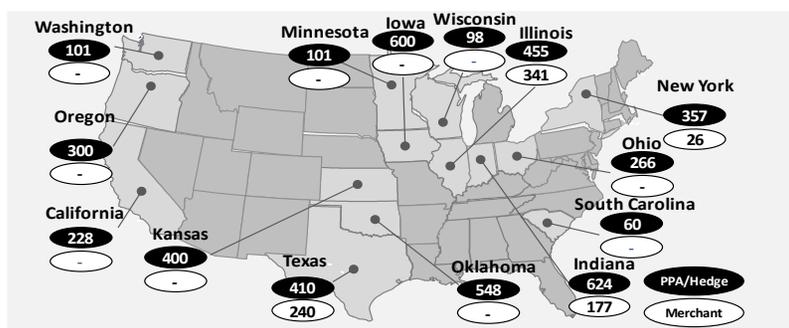
O desempenho dos **custos operacionais** nas renováveis (-4% face ao 1S18) refletiu um rigoroso controlo de despesas e a implementação de programas de redução de custos em curso na P. Ibérica e no Brasil.

Na **produção solar e eólica**, os **custos operacionais por MW médio** caíram para €18,6 k (-8% face ao 1S18) após o ajustamento para a IFRS 16 (-€11M em termos homólogos). Considerando os **impactos adicionais** (IFRS 16, investimentos em projetos offshore, itens extraordinários e impacto cambial), os custos operacionais ajustados por MW médio apenas caíram 2% face ao 1S18.

Outros custos operacionais líquidos, representando uma receita de €252 M no 1H19, incluem os ganhos de capital com a transação de *asset rotation* (+€219M) anunciada em Abr-19.

(1) No Brasil, o Generation Scale Factor ("GSF"), reflecte o total (real) de produção, contabilizado como proporção do volume total de Garantia Física no sistema (quando a volatilidade é elevada numa base trimestral).

EUA: MW EBITDA por mercado - Jun-19



Na América do Norte, a capacidade instalada (5.562 EBITDA MW) é sobretudo eólica (somente 90 MW de solar). Adicionalmente, detemos 219 MW de capacidade através de posições minoritárias em projectos eólicos. No 1S19, 82% do total de capacidade instalada está ao abrigo de contratos a longo prazo (CAEs/Hedge).

A produção subiu para 8.8 TWh (+2% em termos homólogos), refletindo principalmente um aumento na capacidade instalada média (+5% em termos homólogos) e recursos eólicos mais fracos em média (-6% vs. P50 no 1S19; -2% vs. P50 no 1S18): a melhoria da eolicidade na região Este (8% acima do P50 vs. 9% abaixo do P50 no 1S18) foi mitigada por recursos mais fracos nas regiões Central e Oeste.

A margem bruta cresceu para USD 397M (+4% em termos homólogos) no 1S19, refletindo o aumento da produção bem como uma subida de 1% no preço médio de venda, apoiada pelos E.U.A. (efeito “volume mix”) e pelo México.

Os créditos fiscais à produção (PTC) e outros recuaram para USD 107M (-12% em termos homólogos), devido sobretudo à queda nos proveitos com PTCs. Ainda assim, a expiração dos incentivos de 10 anos em alguns projetos (-USD 26M face ao período homólogo) foi parcialmente compensada pelo estabelecimento de novas parcerias (+USD 11M em termos homólogos).

Dados operacionais	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	5.562	5.284	5%	+278
EUA CAE/Hedge	4.548	4.265	7%	+283
EUA Mercado	784	790	-1%	-5
Canadá	30	30	0%	-
México	200	200	0%	-
Factor médio de utilização (%)	37%	38%	-4%	-2 p.p.
EUA	36%	38%	-5%	-2 p.p.
Canadá	30%	30%	0%	0 p.p.
México	46%	45%	4%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	8.849	8.690	2%	+159
EUA	8.409	8.265	2%	+144
Canadá	40	39	0%	+0
México	401	386	4%	+15
Preço médio de venda (USD/MWh)	46	45	1%	+0,4
EUA	44	44	1%	+1
Canadá (\$CAD/MWh)	147	146	0%	+1
México	65	64	1%	+1
EUR/USD - Taxa média do período	1,13	1,21	7%	-0,08
Dados Financeiros (USD Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	504	502	0%	+2
Margem Bruta	397	380	4%	+17
Receitas PTC & Outras	107	122	-12%	-15
EBITDA	370	377	-2%	-7
EBIT	193	220	-12%	-26
Participações minoritárias (USD Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	219	179	22%	+40
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	1	-3	-	+3



- 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 (\$25/MWh em 2019)
 - 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 (Alberta)



- Leilões tecnologicamente neutros em que os licitadores oferecem um pacote de preços globais para 3 diferentes produtos (capacidade, produção de eletricidade e CVs)
- Projecto EDPR: contrato bilateral de fornecimento de eletricidade em regime de autoabastecimento por um período de 25 anos

Dados operacionais	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	10.828	10.785	0%	+43
Eólica e Solar	3.643	3.497	4%	+146
Espanha	2.288	2.244	2%	+44
Portugal	1.355	1.253	8%	+102
Hídrica	7.186	7.288	-1%	-103
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	30%	30%	1%	0 p.p.
Portugal	28%	31%	-9%	-3 p.p.
Hídrica	14%	27%	-49%	-13 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	8.908	12.974	-31%	-4.066
Eólica & Solar	4.644	4.542	2%	+102
Espanha	3.009	2.866	5%	+143
Portugal	1.635	1.676	-2%	-40
Hídrica	4.264	8.433	-49%	-4.168
Produção líquida	3.636	7.709	-53%	-4.073
Bombagem	628	724	-13%	-95
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	75	72	4%	+3
Portugal	92	94	-2%	-2
Hídrica	63	55	15%	+8

Dados Financeiros (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	644	808	-20%	-164
Eólica & Solar (1)	386	375	3%	+11
Espanha	223	205	9%	+18
Portugal	151	158	-4%	-7
Hídrica	258	433	-40%	-175
EBITDA	722	628	15%	+94
Eólica & Solar (1)	517	268	93%	+249
Hídrica	205	360	-43%	-155
EBIT	545	452	20%	+93
Eólica & Solar (1)	433	188	130%	+244
Hídrica	112	264	-58%	-152

Participações minoritárias (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	3,3	2,6	29%	+1

A capacidade instalada na P. Ibérica (10,8 GW) divide-se entre capacidade eólica e solar (34%) e capacidade hídrica (66%). Adicionalmente, a EDP detém posições minoritárias parques eólicos em Espanha (~ 152 MW).

Em Portugal, a margem bruta eólica e solar recuou 4% face ao período homólogo, refletindo um fator de disponibilidade mais baixo (-2p.p. em termos homólogos) e um preço médio de venda inferior (-€2 MWh em termos homólogos) na sequência da entrada em operação nos últimos 12 meses de nova capacidade com uma tarifa mais reduzida (€66/MWh).

Em Espanha, a produção eólica avançou para 3 TWh (+5% face ao período homólogo) e o preço médio de venda subiu 4% em termos homólogos, refletindo o aumento do preço no mercado grossista. Como resultado, a margem bruta ascendeu a €223 M (+9% face ao 1S18). Os fatores de disponibilidade mantiveram-se estáveis, 3p.p. acima da média de longo prazo no mercado.

A margem bruta da atividade hídrica recuou para €258M (-40% em termos homólogos), explicada sobretudo por recursos hídricos extremamente fracos em Portugal, que representa ~91% da margem bruta na P. Ibérica.

A hidraulicidade em Portugal foi particularmente fraca e abaixo da média de longo prazo (44% abaixo da média histórica), resultando numa descida na produção com base em afluentes face ao período homólogo. A atividade de bombagem foi igualmente afetada, registando uma queda de 59% em termos homólogos, devido a baixas reservas.

O preço médio de venda da produção hídrica aumentou 15% em termos homólogos, apoiada por preços de pool mais elevados e um prémio mais elevado devido ao fator de disponibilização mais baixo. O custo da bombagem refletiu um desconto de 45% face ao preço de pool, desempenhando um papel importante na estabilização da margem, particularmente em períodos de seca.



- Energia eólica construída até 2015 recebe preço da pool e um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno de 7,4% para o período 2016-2019
- Prémio calculado tendo por base activos de padrão (factor de utilização standard, produção e custos)
- Desde 2016, toda a capacidade renovável é atribuída através de leilões competitivos



- MWs do regime prévio: Tarifa *Feed-in* atualizada 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)
- Portfolio ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 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
- Portfolio VENTINVEST: preço definido em leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW) de €66/MWh

(1) Inclui ajustamentos de hedging

Dados operacionais	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	1.721	1.601	7%	+120
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	418	418	0%	-
França	440	410	7%	+30
Itália	271	181	49%	+89
Bélgica	71	71	0%	-
Factor médio de utilização (%)	27%	26%	2%	1 p.p.
Roménia	28%	26%	4%	1 p.p.
Polónia	32%	26%	25%	6 p.p.
França	21%	27%	-22%	-6 p.p.
Itália	32%	29%	10%	3 p.p.
Bélgica	22%	23%	-4%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.967	1.799	9%	+168
Roménia	626	588	6%	+37
Polónia	585	469	25%	+117
França	396	481	-17%	-84
Itália	290	190	53%	+100
Bélgica	68	71	-4%	-3
Preço médio de venda (€/MWh)	79	71	11%	+8
Roménia (RON/MWh)	325	248	31%	+77
Polónia (PLN/MWh)	301	220	37%	+81
França	90	91	0%	-0
Itália	98	114	-14%	-16
Bélgica	106	104	1%	+1
Taxa de Câmbio - média do período				
EUR/PLN	4,29	4,22	-2%	+0,07
EUR/RON	4,74	4,65	-2%	+0,09

Dados Financeiros (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	159	129	23%	+30
Roménia	45	31	43%	+13
Polónia	43	26	68%	+17
França & Bélgica	42	51	-16%	-8
Itália	28	21	33%	+7
EBITDA	143	90	58%	+52
EBIT	104	50	108%	+54

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, a capacidade instalada aumentou 120 MW para **1,7 GW**, concentrada em activos eólicos (*onshore* ~1.670 MW), mas também alguma capacidade solar (c. 50 MW).

A produção subiu para 1.976 GWh (+9% face ao período homólogo), impulsionado por um aumento do factor médio de utilização (exceto na França e Bélgica) e por recursos eólicos mais fortes.

A margem bruta avançou para €159 M, um crescimento significativo (+23% em termos homólogos), explicado pela **expansão do portefólio, fatores de utilização mais elevados e preços de venda mais altos** na Polónia e na Roménia (mix de volume e preços de mercado).



- Activos eólicos (instalados até 2013) recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Dos 2 CV, até Mar-2017, apenas 1 CV poderá ser vendido após Jan-2018 e até Dez-2025. Activos de energia solar recebem 6 CV/MWh durante 15 anos. Dos 6 CV, até Dez-2020, 2 CV podem ser vendidos apenas após Jan-2021 e até Dez-2030. Valor dos CV com limite superior e inferior (€35 / €29,4);
- 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 poderão ser negociados até Mar-2032.



- O preço da electricidade pode ser estabelecido por contratos bilaterais; Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização (substitution fee) por incumprimento da obrigação de CV. Desde Set-17, a substitution fee é calculada como 125% do preço médio de mercado do CV do ano anterior e com limite superior de 300 PLN



- 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, ajustados à inflação;
- Parques eólicos em regime RC 2016 recebem CfD por 15 anos cujo preço implícito é semelhante à tarifa em vigor, acrescida de prémio de gestão



- Projectos em operação antes de 2013 recebem (durante 15 anos) preço de mercado + CV.
- Activos online desde 2013 adjudicados com um contrato de 20 anos através de leilões competitivos. De acordo com as regras do leilão, a electricidade produzida nestes parques eólicos é vendida em mercado com CfD.



- 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

Dados Operacionais	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW EBITDA)	2.066	2.078	-1%	-11
Eólica	467	331	41%	+137
Hídrica	1.599	1.747	-8%	-148
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	33%	30%	11%	3 p.p.
Hídrica	36%	43%	-18%	-8 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.165	3.698	-14%	-533
Eólica	697	420	66%	+277
Hídrica	2.468	3.278	-25%	-810
Volumes hídricos vendidos - Brasil (GWh)	4.424	4.271	4%	+153
Contratada L.P. (CAE)	3.957	3.382	17%	+574
Outros	467	888	-47%	-421
Garantia Física de Hídrica (GWh)	2.496	3.199	-22%	-703
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	210	208	1%	+2
Hídrica	174	187	-7%	-13
Taxa de Câmbio - média do período				
EUR/BRL	4,34	4,14	-5%	+0,20

O nosso **portefólio de renováveis no Brasil** consiste em **2.1 GW de capacidade instalada** em EBITDA MW: **1,599 MW nas centrais hídricas e 467 MW em eólicas**. Adicionalmente, a EDP tem **participações em centrais hídricas que totalizam 539 MW**.

A produção hídrica recuou 25% em termos homólogos, devido principalmente à venda das mini-hídricas (-148 MW), mas também a um fator médio de disponibilidade mais baixo.

A margem bruta da atividade hídrica desceu 10% face ao período homólogo, refletindo um declínio de 7% no preço médio de venda (principalmente penalizado pela central Peixe Angical, cuja energia agora é vendida integralmente no mercado livre). A energia hídrica vendida aumentou 4%, na sequência da compra de energia para venda através de CAEs. Finalmente, alocamos um peso inferior à garantia física a entregar no 1S19, de forma a aumentar o peso na segunda metade do ano, na qual tipicamente existe um défice de energia hídrica.

A produção eólica cresceu 66% em termos homólogos, apoiada sobretudo por um aumento de 41% na capacidade instalada apesar de recursos eólicos mais fracos. Adicionalmente, a central Babilónia registou um fator de utilização acima da média, aumentando a KPI do portefólio como um todo. Como resultado, a margem bruta da atividade eólica subiu 71% em termos homólogos.

No total, a margem bruta manteve-se estável no 1S19, explicada pelo efeito combinado de um fraco desempenho hídrico e de um aumento significativo na produção eólica.

Dados Financeiros (R\$ milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	599	596	0%	+3
Eólica	132	77	71%	+54
Hídrica	467	519	-10%	-52
Contratada L.P. (CAE)	679	610	11%	+69
Impacto GSF (líqº de coberturas) & Outros	-212	-91	-133%	-121
EBITDA	522	531	-2%	-9
Eólica	94	56	68%	+38
Hídrica	428	475	-10%	-47
Lajeado	209	191	9%	+18
Peixe Angical	148	135	10%	+13
Outros	71	149	-52%	-78
EBIT	383	407	-6%	-24

Participações minoritárias (R\$ milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW Equity)	539	539	0%	-
Equiv. patrimoniais em JV e associadas	4	-4	-	+9



Eólica & Solar:

- Capacidade instalada antiga sob o programa de Tarifa Feed-in ("PROINFA")
- Desde 2008, são atribuídos CAEs de 20 anos através de leilões competitivos

DR Operacional (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	893	864	3%	+29
OPEX	286	293	-2%	-7
Outros custos operacionais (líquidos)	135	151	-11%	-16
Custos Operacionais Líquidos	421	444	-5%	-23
EBITDA	472	420	12%	+52
Amortizações, imparidades; Provisões	183	175	5%	+9
EBIT	289	246	18%	+43

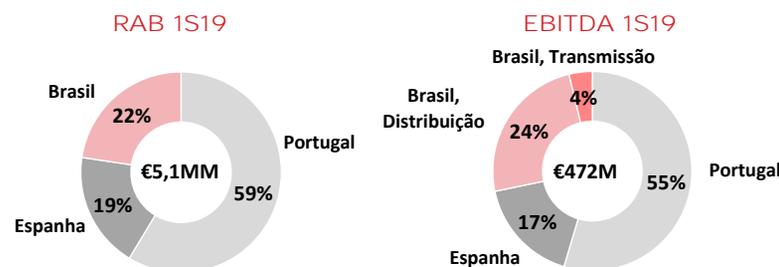
O segmento das Redes Reguladas inclui atividades de distribuição de energia em Portugal, em Espanha e no Brasil; a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; e a nova atividade de transmissão no Brasil.

O EBITDA no 1S19 verificou um crescimento de 12% em termos homólogos (para €472M, +€52M em relação ao ano anterior) impulsionado pelo Brasil, nomeadamente: (1) Inauguração da primeira linha de transmissão em Espírito Santo, em Dez-18 (+€18M EBITDA); (2) Aumento de 4% na eletricidade distribuída (+€12M EBITDA) e ajustamentos tarifários em ambas as empresas (+€19M). O impacto do efeito cambial no EBITDA foi de -€7M face ao período homólogo. Na P. Ibérica, o desempenho do EBITDA foi apoiado principalmente pela trajetória de redução de custos.

OPEX & Capex performance	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (1)				
P. Ibérica (€ M)	183	191	-4%	-8
Brasil (R\$ M)	344	341	1%	+2
Custos controláveis				
P. Ibérica (€/ponto de ligação)	26	28	-5%	-1
Brasil (R\$/ponto de ligação)	99	100	-1%	-1
Empregados (#)	5.813	5.484	6%	+329
P. Ibérica	3.492	3.343	4%	+149
Brasil	2.321	2.141	8%	+180
Invest. operacional (2) (líq. de subs.) (€ M)	364	163	123%	+201
Portugal	112	75	49%	+37
Espanha	13	11	15%	+2
Brasil	239	76	-	+162
Distribuição	67	60	11%	+7
Transmissão	172	16	-	+156
Rede de Distribuição ('000 Km) (3)	340	339	0%	+2
Portugal	227	226	0%	+0
Espanha	21	21	0%	+0
Brasil	93	92	1%	+1

O OPEX melhorou 2,4% face ao ano anterior, para €286M no 1S19, explicado principalmente pela P. Ibérica, onde os custos controláveis caíram 5% em termos homólogos no 1S19, refletindo poupanças de custos e uma crescente percentagem de contadores inteligentes instalados. No Brasil, os custos controláveis por cliente caíram 1% face ao período homólogo, sendo o aumento no número de colaboradores e a atualização anual dos salários contrariados pelo crescimento na carteira de clientes (+64 mil face ao primeiro semestre de 2018).

O Capex no 1S19 (€364M) inclui €172M dedicados a expansão, nomeadamente à construção das novas linhas de transmissão no Brasil (lotes 11 e 21, no estados do Maranhão e Santa Catarina, respetivamente). O Capex de manutenção esteve relacionado com as redes de distribuição: i) na P. Ibérica, inclui €22M investidos na instalação de contadores inteligentes em Portugal (~300k); ii) no Brasil, inclui investimentos na melhoria das redes e redução de perdas de energia.



(1) FSE + Custos com pessoal; (2) Líquido de subsídios; (3) Relativo à distribuição

Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	541	545	-1%	-4
OPEX	163	173	-6%	-11
Rendas de concessão	131	129	1%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	-11	-1	-	-10
Custos Operacionais Líquidos	283	301	-6%	-18
EBITDA	258	244	6%	+14
Amortizações, imparidades; Provisões	132	127	4%	+5
EBIT	126	117	8%	+9

Desempenho Margem Bruta	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	541	545	-1%	-4
Regulada	536	541	-1%	-5
Não-regulada	5	5	5%	+0
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ Milhões)	520	523	-0%	-2
Electricidade distribuída (GWh)	22.640	23.089	-2%	-449
Pontos de ligação (mil)	6.253	6.206	1%	+47
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ Milhões)	16	18	-13%	-2
Clientes fornecidos (mil)	1.080	1.166	-7%	-85
Electricidade vendida (GWh)	1.375	1.523	-10%	-148

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	100	95	5%	+5
OPEX	28	27	6%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	-9	-1	-	-8
Custos Operacionais Líquidos	19	25	-24%	-6
EBITDA	81	70	16%	+11
Amortizações, imparidades; Provisões	18	14	29%	+4
EBIT	63	56	13%	+7

Desempenho Margem Bruta	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	100	95	5%	+5
Regulada	95	94	1%	+1
Não-regulada	5	1	337%	+4
Pontos de ligação (mil)	668	665	0%	+2
Electricidade distribuída (GWh)	4.247	4.698	-10%	-452

Distribuição de electricidade e CUR em Portugal

A 18-Dez-18, a ERSE apresentou as tarifas de electricidade para 2019, os **proveitos permitidos para 2019**, foram assumidos em €1.060M na distribuição de electricidade e €31M no CUR.

No 1S19, os proveitos regulados na actividade de distribuição de electricidade foram de €520M (-€2M), traduzindo-se numa taxa de retorno implícita de 5,26% (vs. 5.42% assumidos pela ERSE para 2019, devido à redução das taxas de juro das OT's a 10 anos) sobre os activos de AT/MT.

O **volume de electricidade distribuída** caiu 2% face ao período homólogo, principalmente devido ao efeito negativo do aumento médio da temperatura (0.4%, ajustado deste efeito).

Na actividade do CUR (EDP SU), os proveitos regulados diminuíram €2M, face a 1S18, impactado pelo menor número de clientes fornecidos (-85 mil, face ao período homólogo), cerca de 17% da quota de mercado em Portugal, concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos controláveis** recuaram 6% no 1S19 (face a 1S18). O Opex diminuiu 6% face ao período homólogo (-€11M), devido a um menor número de reclamações, menor *switching* entre fornecedores de electricidade e maior percentagem de contagens remotas. Outros custos operacionais reflectem uma recuperação de receitas retroactivas, que é expectável que se normalize nos próximos trimestres.

Concluindo, o EBITDA aumentou 6% devido a uma melhoria ao nível dos custos operacionais: os custos controláveis por cliente diminuíram 7% face ao período homólogo (-€11M).

Distribuição de electricidade em Espanha

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** aumentou 16%, reversão de custos retroactivos que se esperam normalizar nos próximos trimestres.

É também de notar que o volume de electricidade distribuída em Espanha, caiu 10%, face ao período homólogo, penalizado pela evolução produção de um grande cliente industrial.

Redes reguladas no Brasil



Taxa de Câmbio - Média do período	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
EUR/BRL	4,34	4,14	-5%	+0,20

DR Operacional (R\$ milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.088	918	19%	+170
OPEX	393	367	7%	+27
Outros custos operacionais (líquidos)	108	98	9%	+9
Custos Operacionais Líquidos	501	465	8%	+36
EBITDA	587	452	30%	+134
Amortizações, imparidades; Provisões	139	129	8%	+10
EBIT	448	324	38%	+124

Distribuição - Factores chave (R\$ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Clientes Ligados (Milhares)	3.470	3.406	1,9%	+64
EDP São Paulo	1.900	1.863	2,0%	+37
EDP Espírito Santo	1.570	1.543	1,7%	+27
Electricidade Distribuída (GWh)	12.947	12.472	3,8%	+474
Clientes regulados	7.247	6.989	3,7%	+257
Clientes em mercado livre	5.700	5.483	4,0%	+217
Electricidade Vendida (GWh)	7.247	6.989	3,7%	+257
EDP São Paulo	4.015	3.992	0,6%	+23
EDP Espírito Santo	3.231	2.997	7,8%	+235
Perdas técnicas (% de electricidade distribuída)				
EDP São Paulo	5,6%	5,6%	0,7%	0 p.p.
EDP Espírito Santo	7,6%	7,9%	-3,2%	-0,2 p.p.
Margem Bruta	1.003	913	10%	+90
Receitas reguladas	981	819	20%	+162
Outros	22	94	-77%	-72
EBITDA	508	451	13%	+57
EDP São Paulo	241	241	0%	-0
EDP Espírito Santo	268	211	27%	+57

Transmissão - Factores Chave (R\$ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	85	5	-	+80
EBITDA	79	1	-	+78
EBIT	78	1	-	+77

Participações minoritárias (R\$ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Equiv. patrimoniais em JV e associadas	13	0	-	+13

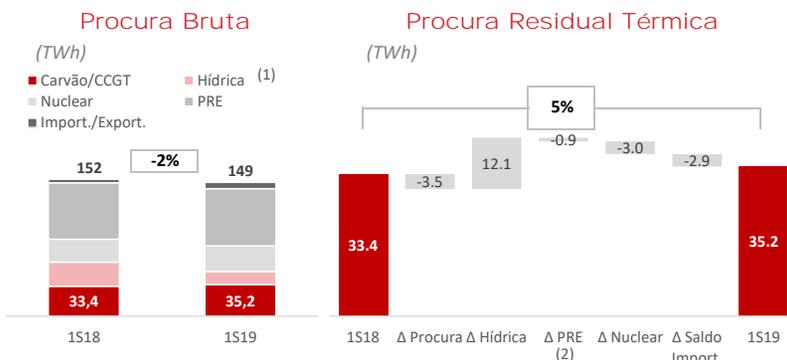
A Margem Bruta aumentou R\$170M, em termos homólogos, incluindo **R\$80M em transmissão**, após a inauguração da nossa primeira linha, em Dez-18, e **R\$90M na distribuição**, incluindo R\$52M devido a um aumento dos volumes de electricidade distribuída (+4%), devido a um aumento da temperatura média (principalmente em Espírito Santo), melhoria das condições económicas e menor volumes em 2T18, provocado pela greve dos condutores de camiões, o restante crescimento da Margem Bruta deve-se à actualização anual das tarifas, tanto na EDP São Paulo, como na EDP Espírito Santo.

O OPEX aumentou 7% no 1S19, justificado pela estratégia de substituir serviços contratados por contratação de pessoal, o que é expectável que gere poupanças futuras a nível das FSE's, no médio/longo-prazo. Adicionalmente, este aumento reflecte novas contratações relacionadas com a actividade de transmissão.

Concluindo, o EBITDA cresceu 30% em termos hómologos (+R\$134M).



- A EDP exerce actividades nas áreas da distribuição e transmissão, através da sua subsidiária, EDP Brasil
- A EDP Brasil detém 100% da EDP São Paulo e EDP Espírito Santo. Para além disto, a EDP Brasil adquiriu uma participação de 23,56% na CELESC, que detém a concessão da rede de distribuição no estado de Santa Catarina.
- O novo período regulatório irá iniciar-se em Ago-19 para a EDP Espírito Santo (que tem uma duração de 3 anos) e para a EDP São Paulo em Out-19 (com duração de 4 anos). O WACC regulado actual está em 8,09%
- EDP opera uma linha de transmissão (desde Dez-18) e está a desenvolver 5 outras linhas de transmissão. Incluindo uma nova linha, adquirida em Mai-19.



Contexto do mercado de electricidade Ibérico

No 1S19, a procura de electricidade na P. Ibérica diminui 2% face ao período homólogo (-3,5 TWh). A procura residual térmica (PRT), i.e. procura de carvão e CCGT, subiu 5% em termos homólogos no 1S19 (+1,8 TWh), devido a recursos hídricos extremamente fracos (44% e 30% abaixo da média em Portugal e Espanha no 1S19, vs. 15% e 40% acima da média no 1S18, respectivamente). Este efeito foi parcialmente compensado por: (i) aumento da produção nuclear (+3,0 TWh em termos homólogos); (ii) aumento das importações líquidas (+2,9 TWh face ao período homólogo); e (iii) aumento de +0,9 TWh na produção em regime especial, devido à energia solar. A produção a carvão desceu 39% em termos homólogos (-7,2 TWh), uma evolução explicada pelos preços de CO₂, que quase duplicaram vs. 1S2018, resultando numa mudança para as CCGTs (+60% face ao período homólogo, +9,0 TWh).

O preço médio à vista aumentou 3% em termos homólogos, atingindo ~€52/MWh no 1S19 (-6% face ao trimestre anterior), impulsionado pela subida do preço médio do CO₂ (+96% em termos homólogos). O preço médio final da electricidade manteve-se estável face ao período homólogo, a €57/MWh.

Principais factores (3)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	52	50	3%	+2
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	57	57	0%	-0
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MWh)	55	53	5%	+2
Direitos de emissão de CO ₂ (EUA), €/ton	24	12	96%	+12
Carvão (API2), USD/ton	65	88	-26%	-23
Mibgas, €/MWh	18	22	-18%	-4
Gás NBP, €/MWh	16	21	-27%	-6
Brent, USD/Barril	66	71	-6%	-5
EUR/USD (Média do período)	1,13	1,21	7%	-0,08
Procura de Gás na P.Ibérica (TWh)	227	210	8%	+17

Desempenho da EDP

O EBITDA cresceu +€66M face ao período homólogo, apoiado pelo: i) forte desempenho da margem bruta (+€31M em termos homólogos), resultante da normalização das condições de mercado na comercialização após um fraco 1S18, e um declínio na produção térmica & gestão de energia devido a um aumento nos custos médios de produção; e ii) redução dos impostos de geração em Espanha e suspensão do “clawback” em Portugal, após a sua suspensão durante o 1T19.

A EDP continua a seguir as condições de mercado para adaptar a sua estratégia de coberturas. Neste sentido, em 2019 a EDP já tem vendas contratadas de electricidade a clientes finais que totalizam ~14TWh a um preço médio de ~58/MWh e uma produção fechada para cerca de 90% da produção térmica esperada.

DR Operacional (€ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	373	342	9%	+31
OPEX	183	172	6%	+11
Outros custos operacionais (líquidos)	47	93	-49%	-46
EBITDA	143	77	86%	+66
EBIT	48	-17	-	+65

Dados financeiros chave decomposição (€ M)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	373	342	9%	+31
Comercialização	176	129	36%	+47
Térmica e Gestão de energia	198	213	-7%	-15
EBITDA	143	77	86%	+66
Comercialização	43	-5	-	+48
Térmica e Gestão de energia	100	82	22%	+18
EBIT	48	-17	-	+65
Comercialização	23	-23	-	+46
Térmica e Gestão de energia	25	6	317%	+19



- O nosso segmento de clientes & gestão de energia na P. Ibérica incorpora as actividades de comercialização, produção térmica e gestão de energia. Este segmento totaliza 6,4 GW de capacidade instalada térmica, ~5,3M de clientes de electricidade e as actividades de gestão de energia na P. Ibérica.
- Estes negócios são a base para o sucesso da nossa gestão integrada do portfólio, de forma a garantir uma estrutura eficaz e competitiva que seja capaz de oferecer aos nossos clientes soluções diversificadas e garantir a necessária segurança de abastecimento.

Comercial. - Factores chave e financeiros	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade	5.259	5.272	0%	-14
Portugal	4.107	4.130	-1%	-22
Espanha	1.152	1.143	1%	+9
Gás	1.554	1.541	1%	+13
Portugal	657	654	0%	+3
Espanha	897	887	1%	+10
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30,3%	30,0%	1%	+0
Rácio de serviços por contracto (%)	18,2%	17,3%	5%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)				
Residencial	6.485	6.813	-5%	-328
Industrial	8.464	8.724	-3%	-260
Volume de gás vendido (GWh)				
Residencial	3.678	4.110	-10%	-431
Industrial	2.784	2.968	-6%	-183
Margem bruta (€ Milhões)	176	129	36%	+47
EBITDA (€ Milhões)	43	-5	-	+48
Capex (€ Milhões)	12	7	81%	+5

Comercialização Península Ibérica

O portfólio de clientes de electricidade da EDP na P. Ibérica (5,3M de clientes, relativamente estável face ao período homólogo) tem um peso significativo de clientes residenciais e PMEs, correspondendo a ~43% do consumo total.

A EDP tem como objetivo expandir o seu portfólio de clientes através da expansão na oferta de produtos e serviços inovadores, como parte da estratégia de construção de relações de longo prazo com os clientes, suportado por um aumento no seu nível de satisfação e fidelidade. A percentagem actual de clientes com oferta dual (electricidade + gás) aumentou ligeiramente de 30,0% para 30,3%. A taxa de penetração de contratos de serviços na P. Ibérica continuou a aumentar de 17% em Jun-18 para 18% em Jun-19.

O volume de electricidade e gás vendido na P. Ibérica caiu 4% e 9% em termos homólogos, respectivamente, devido a temperaturas amenas que tiveram um efeito significativo no consumo residencial e uma política comercial mais selectiva no segmento empresarial.

A margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica aumentou €47M face ao 1S18, reflectindo a normalização do contexto regulatório ao nível das margens de comercialização em Portugal após um 1S18 particularmente adverso. O desempenho do EBITDA esteve em linha com a evolução da margem bruta, tendo em conta a estrutura de custos estável.

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

Térmica e GE - Factores chave e financeiros	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)				
CCGT	3.720	2.147	73%	+1.572
Carvão	5.028	5.661	-11%	-633
Nuclear	552	518	7%	+34
Outros	161	165	-3%	-5
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	23%	13%	73%	+10p,p
Carvão	48%	54%	-11%	-6p,p
Nuclear	82%	77%	7%	+5p,p
Custos de produção (€/MWh) (1)				
CCGT	60	54	12%	+6
Carvão	51	36	41%	+15
nuclear	5	5	-5%	-0
Margem Bruta (€ Milhões)	198	213	-7%	-15
EBITDA (€ Milhões)	100	82	22%	+18
Capex (€ Milhões)	19	41	-52%	-21

A produção no 1S19 aumentou 11% em termos homólogos, acima do crescimento de 5% na procura residual térmica na P. Ibérica. O custo médio de produção térmica viu um aumento de 34% em termos homólogos (para €52/MWh no 1S19), reflectindo uma maior contribuição das centrais CCGTs, com custos superiores, para responder à procura e: (i) nas centrais a carvão (+41% em termos homólogos), preços mais elevados de CO₂; (ii) nas CCGTs (+12% em termos homólogos), preços mais altos de CO₂, mas custo mais baixo com gás, o que levou a uma mudança para a produção nas CCGTs para substituir as centrais a carvão menos eficientes. Consequentemente, juntamente com o efeito do menor valor de pagamentos de capacidade, a margem bruta do segmento de produção térmica & gestão de energia na P. Ibérica recuou 7% em termos homólogos, para €198M no 1S19.

O EBITDA subiu 22% em termos homólogos, para €100M no 1S19, impulsionado pela suspensão de alguns impostos de produção em Espanha e do "clawback" em Portugal durante o 1T19.



O nosso portfólio de geração térmica na Península Ibérica integra um total de 6,4 GW de capacidade instalada, que desempenha um papel ativo em assegurar o fornecimento de energia: 59% em CCGT, 38% em carvão, 2% em nuclear e 1% de cogeração e resíduos.

(1) Inclui custos de combustível, custos de emissões CO₂ e custos de cobertura.

Factores Chave	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
PLD	211	249	-15%	-39
GSF	121%	99%	22%	+22p.p.



Taxa de Câmbio - Média do período	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
EUR/BRL	4,34	4,14	-5%	+0,20

DR Operacional (R\$ Milhões)	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	348	457	-24%	-109
OPEX	68	77	-12%	-9
Outros custos operacionais Líquidos	-4	-4	3%	+0
EBITDA	285	384	-26%	-100
EBIT	182	300	-39%	-118

Comerc. e GE - Factores chave e financeiros	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	5.902	8.482	-30%	-2.580
Margem Bruta (R\$ Milhões)	41	99	-59%	-58
EBITDA (R\$ Milhões)	18	81	-78%	-63
EBIT (R\$ Milhões)	12	78	-84%	-66

Térmica - Factores Chave e Financeiros	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Vendida (GWh)	2.874	2.914	-1%	-39
Receitas Contractadas (CAE)	1.395	2.229	-37%	-835
Outros	1.480	684	116%	+795
Disponibilidade Pecém	97%	98%	-1%	-0p.p.
Margem Bruta (R\$ Milhões)	307	357	-14%	-50
EBITDA (R\$ Milhões)	267	303	-12%	-37
EBIT (R\$ Milhões)	170	223	-24%	-53

Contexto do mercado de electricidade no Brasil

O mercado de electricidade no Brasil apresentou bastante volatilidade no 1S19: como resultado de alterações constantes nas projecções de precipitação, surgiu volatilidade semanalmente, levando a um PLD médio (região Sudeste) de R\$211/MWh no 1S19 (-15% em termos homólogos), apesar de tendências trimestrais diferentes - no 1T19, verificou-se um aumento de 48% em termos homólogos e no 2T19 uma queda de 57%. A média ponderada do GSF de 121% no 1S19 reflecte a curva média de ponderação sazonal da garantia física do sistema, que alocou um maior volume de energia à segunda metade do ano.

Desempenho da EDP

Ao longo dos últimos dois anos, a EDP adoptou com sucesso uma estratégia de *hedging* com vista a mitigar o risco GSF/PLD, que consiste em combinar um seguro de GSF com alguma capacidade não-contratada, e a gestão integrada do nosso portfólio de actividades de produção contratada e comercialização, enquanto alocamos parte da nossa capacidade para vender energia ao preço à vista. No 1S19, devido à subida do GSF (121% no 1S19 vs. 99% no 1S18, com um impacto de +R\$117M) e à alocação de energia à segunda metade do ano, esta estratégia reduziu em R\$57M a margem bruta potencial neste trimestre; espera-se que a contribuição no ano completo de 2019 seja mais favorável.

Nas nossas actividades de comercialização e gestão de energia, o EBITDA decresceu -R\$63M em termos homólogos, para R\$18M no 1S19, na sequência da redução de 30% em termos homólogos nos volumes, resultantes de uma elevada volatilidade de PLD no período e mudanças abruptas nas projecções do mesmo para o resto do ano. Consequentemente, vários pequenos participantes no sector declararam insolvência o que conduziu a um aumento das restrições de crédito e menor liquidez no mercado livre.

Na nossa central de produção térmica, Pecém I, a comparação do EBITDA com o período homólogo (-12% ou -R\$37M) foi penalizada pelo efeito positivo no ano anterior resultante da revisão em baixa do nível regulatório de disponibilidade da central para 83,75% (impacto positivo de R\$75M no EBITDA 1S18). Excluindo este efeito, o EBITDA aumentou, reflectindo uma maior disponibilidade, custos de manutenção inferiores e a actualização das receitas contratadas pela inflação.

edp'

Demonstrações de resultados
& anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

1S19 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1.408	3.082	4.526	(1.909)	7.107
Margem Bruta	1.277	893	454	(22)	2.601
Fornecimentos e serviços externos	174	173	133	(60)	421
Custos com pessoal e benefícios sociais	91	113	66	53	324
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(252)	135	46	19	(52)
Custos Operacionais	13	421	246	13	693
EBITDA	1.264	472	208	(35)	1.908
Provisões	(1)	5	0	0	5
Amortizações e imparidades (1)	411	178	119	27	735
EBIT	853	289	88	(63)	1.168

1S18 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1.490	3.400	4.803	(2.134)	7.559
Margem Bruta	1.382	864	453	(7)	2.692
Fornecimentos e serviços externos	188	190	132	(68)	443
Custos com pessoal e benefícios sociais	89	104	61	71	325
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(51)	151	92	11	203
Custos Operacionais	226	444	286	15	971
EBITDA	1.156	420	167	(21)	1.722
Provisões	(3)	9	(1)	(8)	(3)
Amortizações e imparidades (1)	386	166	117	31	699
EBIT	774	246	52	(45)	1.026

(1) Depreciação e amortização líquidas de compensação por depreciação e amortização de activos subsidiados

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	Δ YoY %	Δ QoQ %	1S18	1S19	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.032	3.527	3.752	3.967	3.744	3.363			-5%	-10%	7.559	7.107	-6%
Custo com vendas de energia e outros	2.639	2.227	2.582	2.730	2.383	2.123			-5%	-11%	4.867	4.506	-7%
Margem Bruta	1.393	1.299	1.170	1.237	1.361	1.240			-5%	-9%	2.692	2.601	-3%
Fornecimentos e serviços externos	209	233	234	280	200	221			-5%	11%	443	421	-5%
Custos com pessoal e benefícios sociais	163	162	147	180	159	164			1%	3%	325	324	0%
Outros custos operacionais (líquidos)	128	75	100	(130)	81	(133)			-277%	-265%	203	(52)	-
Custos Operacionais	501	470	482	330	439	253			-46%	-42%	971	693	-29%
EBITDA	893	829	688	907	921	987			19%	7%	1.722	1.908	11%
Provisões	(7)	4	286	5	4	1			-66%	-63%	(3)	5	-
Amortizações e imparidades (1)	351	348	350	396	374	362			4%	-3%	699	735	5%
EBIT	549	477	53	506	544	624			31%	15%	1.026	1.168	14%
Resultados financeiros	(127)	(150)	(166)	(111)	(186)	(185)			23%	0%	(277)	(371)	-34%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	1	2	6	2	5	7			241%	29%	3	12	254%
Resultado antes de impostos e CESE	423	330	(108)	397	364	446			35%	22%	752	810	8%
IRC e Impostos diferidos	74	43	(67)	49	99	38			-12%	-62%	117	137	17%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	66	(2)	1	0	67	(0)			-84%	n.a.	64	67	4%
Resultado líquido do período	282	289	(43)	347	198	408			41%	106%	571	606	6%
Atrib. Accionistas da EDP	166	214	(83)	222	100	305			42%	203%	380	405	7%
Atrib. Interesses não controláveis	116	75	40	125	98	104			39%	6%	191	201	5%

(1) Depreciação e amortização líquidas de compensação por depreciação e amortização de activos subsidiados

Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

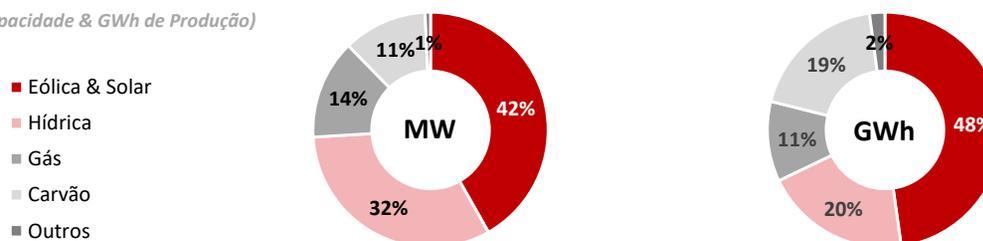
Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Jun-19	Jun-18	Δ MW	Δ %	1S19	1S18	Δ GWh	Δ %	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Eólico	11.248	10.568	+680	6%	16.017	15.339	+678	4%	8.719	6.620	5.145	7.648	8.356	7.661		
EUA	5.242	4.965	+278	6%	8.309	8.190	+119	1%	4.455	3.735	2.666	3.865	4.196	4.113		
Portugal	1.351	1.249	+102	8%	1.631	1.672	-41	-2%	1.064	608	455	860	832	799		
Espanha	2.288	2.244	+44	2%	3.009	2.866	+143	5%	1.766	1.101	894	1.404	1.621	1.388		
Brasil	467	331	+137	41%	697	420	+277	66%	159	262	416	399	314	384		
Resto de Europa (2)	1.670	1.551	+120	8%	1.930	1.766	+165	9%	1.068	697	541	948	1.160	770		
Resto de Mundo (3)	230	230	-	0%	441	425	+16	4%	208	217	173	173	233	208		
Solar	145	145	-	0%	141	112	+28	25%	43	69	70	44	55	85		
Hídrica	8.785	9.035	-250	-3%	6.803	12.017	-5.214	-43%	6.154	5.863	3.189	4.090	4.055	2.748		
Portugal	6.759	6.862	-103	-1%	3.919	7.962	-4.044	-51%	3.790	4.172	2.249	2.437	2.395	1.523		
Bombagem	2.806	2.806	-	0%	-838	-965	+128	13%	-636	-329	-130	-1.343	-423	-414		
Fio de água	2.408	2.411	-	0%	1.900	4.109	-2.209	-54%	1.685	2.424	1.098	954	1.285	615		
Albufeira	4.294	4.308	-	0%	1.947	3.545	-1.598	-45%	1.940	1.605	1.120	1.425	1.067	880		
Mini-hídricas	57	143	-	0%	72	307	-236	-77%	165	143	32	58	43	28		
Espanha	426	426	-	0%	417	777	-360	-46%	408	370	108	168	274	143		
Brasil	1.599	1.747	-148	-8%	2.468	3.278	-810	-25%	1.956	1.321	832	1.485	1.386	1.081		
Gás/ CCGT	3.729	3.729	-	0%	3.720	2.147	+1.572	73%	1.302	846	1.802	1.383	1.315	2.405		
Portugal	2.031	2.031	-	0%	2.386	1.567	+820	52%	907	660	1.532	992	768	1.618		
Espanha	1.698	1.698	-	0%	1.333	580	+753	130%	395	186	270	391	547	786		
Carvão	3.150	3.150	+0	0%	6.423	7.891	-1.468	-19%	3.965	3.926	5.260	4.320	3.778	2.645		
Portugal	1.180	1.180	-	0%	3.155	3.369	-214	-6%	1.734	1.635	2.431	2.267	1.934	1.221		
Espanha	1.250	1.250	-	0%	1.873	2.293	-419	-18%	1.045	1.248	1.861	1.794	1.036	837		
Brasil	720	720	-	0%	1.395	2.229	-835	-37%	1.186	1.043	968	258	807	587		
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	-	0%	552	518	+34	7%	331	187	337	340	332	220		
Outros	49	49	-	0%	161	165	-5	-3%	84	82	73	70	82	79		
Portugal	24	24	-	0%	95	101	-6	-6%	51	50	41	40	49	46		
Espanha	25	25	-	0%	65	64	+1	2%	32	32	32	30	32	33		
TOTAL	27.262	26.806	+455	2%	33.816	38.191	-4.374	-11%	20.598	17.593	15.877	17.895	17.974	15.842		
Do qual:																
Portugal	11.350	11.351	-0	0%	11.191	14.675	-3.484	-24%	7.548	7.127	6.711	6.598	5.981	5.210		
Espanha	5.842	5.798	+44	1%	7.250	7.099	+150	2%	3.976	3.123	3.502	4.128	3.843	3.407		
Brasil	2.787	2.798	-11	0%	4.560	5.927	-1.368	-23%	3.301	2.626	2.216	2.142	2.507	2.052		
EUA	5.332	5.055	+278	5%	8.409	8.265	+144	2%	4.486	3.779	2.711	3.896	4.235	4.174		

Capacidade Instalada por país a Jun-19



Detalhe por tecnologia a 1S19

(MW Capacidade & GWh de Produção)



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

Redes Reguladas: Activo e Indicadores de performance



RAB (€ Milhões)	Jun-19	Jun-18	Δ %	Δ Abs
Portugal	2.974	2.996	-0,7%	-22
Muito Alta / Alta / Média Tensão	1.816	1.832	-0,8%	-15
Baixa Tensão	1.157	1.164	-0,6%	-7
Espanha	950	950	0,0%	-
Brasil (R\$ Milhões)	4.994	4.570	9,3%	+424
EDP Espírito Santo	2.601	2.411	7,9%	+190
EDP São Paulo	2.393	2.159	10,9%	+234
TOTAL	5.072	5.049	0,4%	+23

Redes	Jun-19	Jun-18	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	340.165	338.519	0,5%	+1.646
Portugal	226.633	226.168	0,2%	+465
Espanha	20.729	20.649	0,4%	+80
Brasil	92.804	91.702	1,2%	+1.102
DTCs (mil)				
Portugal	19	16	17%	+3
Espanha	7	7	0%	+0
Contadores Inteligentes (mil)				
Portugal	2.283	1.582	44%	+702
Espanha	665	638	4%	+27

Cientes Ligados (mil)	Jun-19	Jun-18	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6.253	6.206	0,8%	+47
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,2%	+0
Baixa Tensão Especial	37	36	1,9%	+1
Baixa Tensão	6.191	6.145	0,7%	+46
Espanha	668	665	0,4%	+2
Alta / Média Tensão	1	1	0,7%	+0
Baixa Tensão	666	664	0,4%	+2
Brasil	3.470	3.406	1,9%	+64
EDP São Paulo	1.900	1.863	2,0%	+37
EDP Espírito Santo	1.570	1.543	1,7%	+27
TOTAL	10.390	10.277	1,1%	+113

Qualidade de serviço	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	10,0%	10,1%	-0,8%	-0,1 p.p.
Espanha	3,9%	3,7%	6,1%	0,2 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,3%	8,5%	-2,3%	-0,2 p.p.
Técnicas	5,6%	5,6%	0,7%	0 p.p.
Comerciais	2,7%	2,9%	-8,0%	-0,2 p.p.
EDP Espírito Santo	12,5%	12,6%	-0,8%	-0,1 p.p.
Técnicas	7,6%	7,9%	-3,2%	-0,3 p.p.
Comerciais	4,8%	4,7%	3,4%	0,2 p.p.
Telecontagem (%)				
Portugal	70%	68%	3%	2 p.p.

Electricidade distribuída (GWh)	1S19	1S18	Δ %	Δ GWh
Portugal	22.640	23.089	-1,9%	-449
Muito Alta Tensão	1.224	1.206	1,5%	+18
Alta / Média Tensão	10.790	10.863	-0,7%	-74
Baixa Tensão	10.626	11.019	-3,6%	-393
Espanha	4.247	4.698	-9,6%	-452
Alta / Média Tensão	3.126	3.551	-12,0%	-425
Baixa Tensão	1.121	1.148	-2,3%	-27
Brasil	12.947	12.472	3,8%	+474
Clientes Livres	5.693	5.476	4,0%	+217
Industrial	871	952	-8,5%	-81
Residencial, Comercial & Outros	6.383	6.045	5,6%	+338
TOTAL	39.833	40.259	-1,1%	-426

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Investim. Financeiros, Interesses Não Controláveis e Provisões



Investimentos financeiros & activos para venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Jun-19	Jun-18	Δ %	Δ MW	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.	Jun-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	371	331	12%	+40	4	1	271%	+3	332	357	-7%	-25
Espanha	152	152										
Estados Unidos	219	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	539	539	0%	-	4	-2	-	+5	468	456	3%	13
Renováveis	539	539										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	10	0%	0	5	4	14%	+1	276	264	5%	+12
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									278	11	2415%	267
TOTAL	920	880	5%	40	12	3	254%	9	1.355	1.088	25%	267

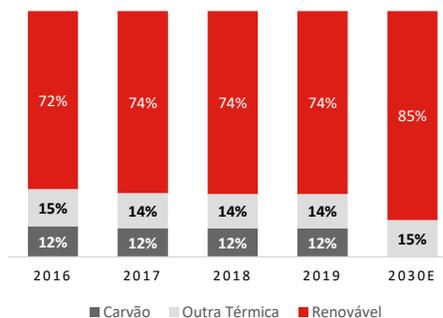
Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Jun-19	Jun-18	Δ %	Δ MW	1S19	1S18	Δ %	Δ Abs.	Jun-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	4.765	4.650	2%	115	135	123	9%	12	2.510	2.739	-8%	-229
Ao nível da EDP Renováveis:	2.783	2.786	0%	-3	91	101	-11%	-11	1.354	1.613	-16%	-259
P. Ibérica	853	848										
América do Norte	1.210	1.215										
Resto da Europa	557	561										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)	1.982	1.864	6%	118	45	22	102%	22	1.156	1.125	3%	30
EDP Brasil	1.963	1.815	8%	149	70	66	5%	3	1.284	1.225	5%	+58
Ao nível da EDP Brasil:	598	606	-1%	-8	19	16	15%	2	255	259	-1%	-3
Hídrica	598	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.365	1.209	13%	157	51	50	2%	1	1.028	967	6%	62
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	119	118	0%	+0	-3	2	-	-5	-35	-32	9%	-3
TOTAL	6.848	6.477	6%	371	201	191	5%	10	3.759	3.932	-4%	-173

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Jun-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	18%	0
EDP Brasil	113	115	-1%	-1
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	780	870	-10%	-90
TOTAL	894	985	-9%	-91

(1) MW atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; (2) Resultados líquido atribuível a empresas associadas & JV e a interesses não-controláveis; exclui activos detidos para venda.

Métricas Ambientais	1S19	1S18	Δ %
Capacidade instalada renovável (%)	74%	74%	1%
Certificação ISO 14001 (%)	96%	88%	9%
Emissões			
Emissões CO2 específicas (g/kWh) (1)	221	222	0%
Emissões GEE Scope 1 (ktCO2eq) (2)	7.461	8.455	-12%
Combustão estacionária	7.451	8.444	-12%
Emissões SF6	2,99	2,93	2%
Frota Automóvel	7,17	8,17	-12%
Consumo de gás natural	0,02	0,09	-75%
Emissões GEE Scope 2 (ktCO2eq) (2)	388	376	3%
Consumos de en. eléctrica em edifícios	2,47	1,94	27%
Perdas de energia eléctrica na distribuição	374	366	2%
Auto-consumo centrais renováveis	12	10	18%
Emissões NOx (kt)	5,47	6,44	-15%
Emissões SO2 (kt)	7,67	10,87	-29%
Emissões de Partículas (kt)	0,66	0,99	-33%
Recursos Naturais			
Consumo de energia primária (Tj) (3)	94.894	98.842	-4%
Resíduos encaminhados para destino final (t)	118.328	157.357	-25%
Consumo específico de água doce (m3/GW)	281	290	-3%
Matérias ambientais (€ mil)			
Investimentos	46.937	18.398	155%
Gastos	137.497	71.848	91%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	3	1	100%
Mobilidade Sustentável			
Electrificação da frota ligeira (%)	9,7%	n.a.	-
Pontos de carregamento eléctrico (#)	544	n.a.	-
Cientes com soluções de mobilid. eléctrica (#)	8.795	n.a.	-
Métricas Sociais			
Emprego			
Colaboradores (#)	11.570	11.566	0%
Colaboradores femininos (%)	25%	24%	3%
Índice de rotatividade ou turnover (%)	6,07%	5,33%	14%
Formação			
Total de horas (h)	187.562	195.264	-4%
Colaboradores com formação (%)	76%	82%	-8%
Investimento directo com formação (€ mil)	1.489	2.243	-34%
Prevenção e Segurança			
Acidentes EDP (4)	14	11	27%
Acidentes Prest. de Serv. Externos (PSE) (4)	36	54	-33%
Acidentes mortais EDP	0	1	0%
Acidentes mortais PSE	0	3	-100%
Índice Frequência EDP	1,27	1,09	16%
Índice Frequência PSE	1,72	2,68	-36%
Métricas Económicas			
Valor Económico Gerado (€ milhões)			
Distribuído	7.009	7.502	-7%
Acumulado	694	537	29%
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	66%	67%	-1%
CAPEX em Renováveis (%)	48%	67%	-29%
Novas oportunidades de negócio			
Contadores inteligentes na P.Ibérica (%)	43%	31%	38%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	5%	7%	-19%
Proveitos de Serviços de Ef. Energética (€ mil)	79.317	71.036	12%

Mix de Capacidade Instalada (5)

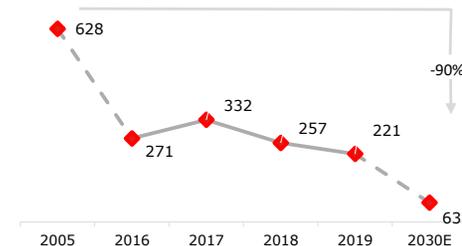


Ratings	Escala	2018 *	Posição **
SAM (DJSI)	[0-100]	85	2º
FTSE Russel (FTSE4Good)	[0-5]	4,6	Top 2
VigeoEiris (Euronext Vigeo)	[0-100]	68	1º
ISS-Oekom (GCI)	[D ⁻ -A ⁺]	B-	n.a.
Sustainalytics (STOXX ESG)***	[100-0]	21	3º
MSCI Research (MSCI ESG)	[CCC-AAA]	AAA	n.a.
CDP	[D ⁻ -A]	A-	n.a.
Ethisphere	S/N	Sim	n.a.

* Último disponível.
 ** Peers comparáveis.
 *** Em 2018, o rating do Grupo passou a ser expresso como uma medida de risco.
 Risco médio: 20-30.

Pode-se consultar a informação detalhada em: www.edp.com>Sustentabilidade>Dimensão Económica>Investimento Sustentável>Índices de Sustentabilidade

Emissões Específicas de CO₂ (g/kWh) (5)



Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)

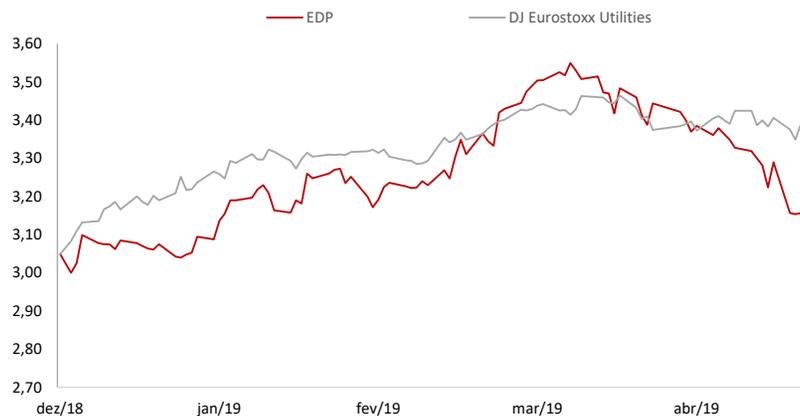


A EDP está empenhada a assegurar que as suas actividades contribuem activamente para 9 dos 17 ODS das Nações Unidas, a ser alcançados até 2030.

A informação detalhada sobre o progresso da contribuição da EDP para os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas pode ser consultada em: [www.edp.com>Investidores>Informação ao Investidor>Resultados>\"Dados Chave\"](http://www.edp.com>Investidores>Informação ao Investidor>Resultados>\)

- (1) As emissões estacionárias não incluem as emissões resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha.
- (2) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol.
- (3) Inclui frota automóvel.
- (4) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais.
- (5) Os valores apresentados correspondem a valores anuais, com excepção do valor de 2019 que respeita ao acumulado do ano.

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 23-Jan:** EDP emite instrumentos representativos de dívida green subordinada no montante de €1.000 milhões
- 01-Fev:** EDPR assina acordo de Build & Transfer para projeto eólico onshore de 102 MW nos EUA
- 12-Fev:** EDPR estabelece CAE de 104 MW relativos a novo projecto eólico nos EUA
- 12-Mar:** Strategic Update
- 15-Abr:** S&P afirma rating da EDP em "BBB-" com outlook estável
- 23-Abr:** EDP anuncia transacção de rotação de activos na Europa, no valor de €0,8 mil milhões
- 24-Abr:** Deliberações da Assembleia Geral Anual da EDP
- 26-Abr:** Pagamento de dividendos do exercício de 2018 a 15 de Maio
- 13-Mai:** EDP vende défice tarifário em Portugal por €0,6 mil milhões
- 21-Mai:** EDP e Engie unem forças para criar líder mundial na energia eólica offshore
- 28-Mai:** EDP adquire linha de transmissão no Brasil
- 20-Jun:** EDP alcança acordo CAE para projecto renovável de larga escala com sistema de baterias nos EUA
- 25-Jun:** EDP acorda venda de €470 milhões em securitização de défice tarifário em Portugal
- 28-Jun:** State Street Corporation notifica diminuição da participação qualificada na EDP
- 04-Jul:** Alliance Bernstein L.P. notifica participação qualificada na EDP
- 08-Jul:** EDP assegura acordo CAE de 126 MW no Brasil
- 17-Jul:** State Street Corporation notifica participação qualificada na EDP

EDP em bolsa	YTD	52W 15/05/2019	2018
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	3,157	3,157	3,049
Máximo	3,559	3,559	3,549
Mínimo	2,986	2,905	2,631
Média	3,283	3,277	3,132
Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
Volume de negócios (€ Milhões)	1.971	4.565	4.741
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	21	18	19
Volume transaccionados (milhões de acções)	600	1.393	1.514
Volume médio diário (milhões de acções)	6,454	5,442	5,937

Dados Acções EDP (milhões)	1S19	1S18	Δ %
Total de acções	3.656,5	3.656,5	
Acções próprias	21,4	21,8	-2%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director
 Sónia Pimpão
 Carolina Teixeira
 Andreia Severiano
 Pedro Gonçalves Santos
 André Pereira da Silva

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