



2019

Resultados

Lisboa, 20 de Fevereiro de 2020

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. Em 2019, a adopção desta norma traduziu-se também no impacto no EBITDA (€65M) e no Resultado Líquido (-€12M).

Destques



Dados-chave Operacionais	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	26.681	27.177	-2%	-497
Peso de Renováveis (1)	73%	74%	-	-1p.p.
Produção (GWh)	66.670	71.963	-7%	-5.294
Peso de Renováveis (1)	66%	66%	-	Op.p.
Clientes (mil contratos)	11.426	11.444	-0%	-18
Clientes ligados (mil)	10.470	10.343	1%	+127

Em 2019 a EDP reforçou o seu posicionamento na liderança da transição energética: nas energias renováveis, a EDP instalou +0,9 GW de energia eólica e solar nos EUA, Europa e Brasil. Adicionalmente, desde o início de 2019, a EDP celebrou contratos a longo prazo para venda da energia a produzir por 3,0 GW de novos projetos de energia eólica e solar com entrada em operação prevista até 2022 (horizonte do nosso actual plano estratégico), cobrindo 76% do objetivo de crescimento para este período. Destes projetos, 1,0 GW encontravam-se em fase de construção a Dezembro de 2019. Na energia eólica *offshore*, a EDP instalou a maior turbina alguma vez instalada numa plataforma flutuante e celebrou mais um contrato a longo prazo de venda de energia para 800 MW num projecto a ser construído em Massachusetts, EUA. Adicionalmente, em Janeiro de 2020 foram acordados os termos da nova joint-venture 50/50 com a Engie. **Nas redes de electricidade**, o crescimento concentra-se no Brasil: i) na distribuição, no seguimento dos investimentos significativos dos últimos anos, as recentes revisões regulatórias das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo resultaram numa revisão em alta da nossa base de activos remunerados (+36%), atingindo os R\$5 MM (€1,1 MM); ii) na transmissão, atingimos c.40% de execução do investimento, com a entrada parcial em operação em Janeiro de 2020 de uma segunda linha de 203 km - a linha do Maranhão - 19 meses antes do previsto. **Na comercialização**, manteve-se o foco no reforço da satisfação dos nossos clientes (-23% de reclamações, vs. Dez-18 na P. Ibérica), suportando a estabilidade do número de clientes de comercialização de electricidade e crescimento na actividade de prestação de novos serviços, onde se destacam, no segmento residencial, a manutenção de electrodomésticos, e no segmento empresarial, a eficiência energética.

Dados-chave Demonstração Resultados(2) (€ M)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	5.217	5.099	2%	+118
EBITDA	3.706	3.317	12%	+388
EBIT	1.838	1.584	16%	+254
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim.	(645)	(543)	-19%	-101
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	294	165	78%	+129
Interesses não controláveis	388	357	9%	+31
Resultado líquido (accionistas da EDP)	512	519	-1%	-7

A subida de 13% do EBITDA recorrente beneficiou do forte crescimento nos nossos três segmentos de actividade. No segmento renováveis, a capacidade média instalada eólica e solar subiu 1% para 10,9 GW em 2019 e a estratégia de rotação de activos, materializada neste período com a venda de um conjunto de parques eólicos na Europa e Brasil, gerou um ganho de €0,3 MM. Por outro lado, a **produção hídrica** na Península Ibérica baixou 25% face a 2018, em resultado de uma hidraulicidade 19% abaixo da média histórica em Portugal durante 2019, o que teve um impacto negativo no EBITDA em cerca de €0,2 MM. **Na actividade de redes**, o crescimento proveio sobretudo do Brasil, com impacto positivo das recentes revisões regulatórias na distribuição, e da expansão na transmissão. Na Península Ibérica, o desempenho das redes de distribuição beneficiou sobretudo de maior eficiência ao nível dos custos operacionais, que baixaram 4%. **No segmento de serviços a clientes e gestão de energia**, a actividade no mercado Ibérico ficou marcada por: i) bons resultados da nossa actividade de gestão de energia e a nossa política de cobertura de risco em mercados energéticos mais do que compensaram a deterioração das condições de mercado para as centrais de produção a carvão; ii) na comercialização, pela normalização das condições de mercado e regulatórias face ao enquadramento extremamente desfavorável de 2018.

Dados-chave de Performance (€ M)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (4)	3.716	3.287	13%	+430
Renováveis	2.286	2.126	8%	+160
Redes	1.001	848	18%	+152
Clientes & Gestão de energia	476	333	43%	+143
Outros	(46)	(21)	-124%	-26
Resultado líquido recorrente (4)	854	797	7%	+57
OPEX				
OPEX P. Ibérica (€ M)	858	889	-4%	-32
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar (5)	40,5	42,8	-5%	-2
OPEX Brasil (BRL M) (5)	973	1.115	-13%	-142

O crescimento de 7% do resultado líquido recorrente reflecte a subida de 13% do EBITDA, mas também uma normalização da taxa efectiva de imposto e um aumento do custo médio da dívida em 10 pb para 3,9%, penalizado pelo custo mais alto da emissão em Janeiro de €1 MM de obrigações híbridas verdes. O Resultado líquido reportado foi impactado por uma provisão de €86M relativa ao projeto hídrico do Fridão, bem como o reconhecimento de uma imparidade de €297M nas centrais a carvão na Península Ibérica (ambos os efeitos antes de impostos). Desta forma, **as operações convencionais em Portugal** (que incluem essencialmente a distribuição de electricidade, produção hídrica e térmica, e comercialização de energia) registaram um prejuízo líquido de €98M em 2019 (face ao prejuízo de €18M em 2018), penalizadas pela manutenção de um contexto regulatório e fiscal adverso, a que se adicionou em 2019 um volume de produção de energia hídrica anormalmente baixo.

A Dezembro de 2019, a dívida líquida situava-se nos €13,8 MM, com uma melhoria do rácio de endividamento Dívida Líquida ajustada/EBITDA para 3,6x (face a 4,0x em 2018). **O cash flow recorrente orgânico cresceu 20% para €1,4 MM em 2019**, impulsionado pela nossa estratégia no segmento de renováveis: a opção de rotação de activos definida no plano de negócios 2019-2022, possibilitou que o aumento do investimento bruto no desenvolvimento de novos activos renováveis e redes reguladas fosse parcialmente compensado pela venda de activos renováveis em operação (encaixe €1 MM em 2019). Adicionalmente, em Dezembro de 2019 a EDP chegou a acordo para a venda de 6 centrais hídricas em Portugal (1,7 GW) por €2,2 MM, com conclusão esperada no segundo semestre de 2020. Esta venda visa a optimização do portefólio e melhoria de perfil de risco, enquanto parte da execução do plano estratégico apresentado em Março de 2019.

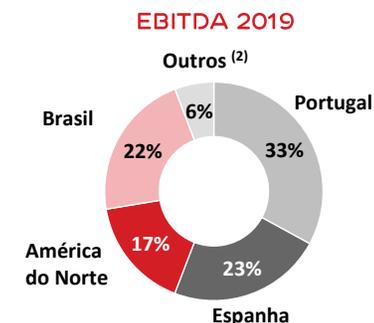
Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	13.827	13.480	3%	+347
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (6)	3,6x	4,0x	-10%	-0,4x

O Conselho de Administração Executivo irá propor na Assembleia Anual de Accionistas (16 de Abril) a distribuição de um dividendo relativo ao exercício de 2019 no valor de €0,19 por acção, o qual representa um payout de 81% sobre o resultado líquido recorrente.

(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)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	4T YoY	
													Δ %	Δ Abs.
Renováveis	2.286	2.197	4%	+89	585	570	390	651	556	708	398	624	-4%	-27
Eólica & Solar	1.648	1.300	27%	+348	381	305	184	431	385	576	257	430	0%	-1
Hídrica - P. Ibérica	465	624	-25%	-159	142	217	167	97	112	93	109	151	55%	53
Hídrica - Brasil	173	273	-37%	-100	62	48	40	123	59	39	31	44	-64%	-79
Redes	991	831	19%	+160	219	201	214	197	243	229	276	243	23%	46
P. Ibérica	632	625	1%	+7	159	155	162	149	165	173	159	134	-10%	-15
Brasil	360	206	75%	+154	60	46	52	48	78	55	116	110	128%	62
Clientes & Gestão de energia	474	312	52%	+162	85	82	71	74	116	92	76	191	159%	117
P. Ibérica	336	137	145%	+199	45	32	14	46	84	59	44	149	222%	103
Brasil	138	175	-21%	-37	41	49	57	27	32	33	32	42	52%	14
Outros	(46)	(23)	-100%	-23	8	(22)	12	(21)	7	(42)	3	(13)	-35%	7
EBITDA consolidado	3.706	3.317	12%	+388	898	832	687	901	921	987	753	1.044	16%	143
- Ajustamentos (1)	(11)	31	-	-41	(18)	0	-	49	(0)	(0)	0	(11)	-122%	-59
EBITDA recorrente	3.716	3.287	13%	+430	916	832	687	852	921	987	753	1.055	24%	203



O EBITDA cresceu 12% face ao período homólogo, para €3.706M em 2019, com uma contribuição positiva de todos os segmentos. A nossa estratégia de crescimento que combina a expansão do portfólio (+€0,1 MM em termos homólogos) com a política de *asset rotation* (+€0,2 MM face ao período homólogo), revelou-se bem-sucedida, compensando o efeito adverso da meteorologia na produção hídrica (quase -€0,2 MM abaixo dos níveis normalizados, principalmente em Portugal), efeitos de desconsolidação (-€0,1 MM) e contribuições não recorrentes menores (-€41M* em termos homólogos). O EBITDA foi também impulsionado por: (i) no Brasil, o impacto positivo decorrente das revisões regulatórias e execução de investimentos em transmissão; (ii) na Península Ibérica, os notáveis resultados do segmento de gestão de energia no 4T19 (+€133M em termos trimestrais). **O EBITDA recorrente aumentou 13% para €3.716M em 2019.** O impacto cambial foi de +€10M dado que a apreciação do Dólar Americano face ao Euro (+5%), foi amplamente compensada pela depreciação do Real (-2%). A adopção da normativa IFRS16 impactou o EBITDA em +€65M (+€45M dos quais ao nível da EDP).

Renováveis (61% do EBITDA, €2.286M em 2019) – Excluindo efeitos não recorrentes (€71M em 2018 motivados principalmente pelos ganhos na venda das mini-hídricas no Brasil), **o EBITDA recorrente subiu 8% (+€160M em termos homólogos)**, suportado por volumes e preços realizados mais altos, na energia eólica e solar (+€97M em termos homólogos) e pelos benefícios da nosso crescimento orgânico e estratégia de *asset rotation* (+€72M e +€204M, respectivamente, ambos em termos homólogos). Não obstante, o desempenho do EBITDA refletiu os recursos hídricos abaixo da média em Portugal (quase -€0,2 MM abaixo dos níveis normalizados), a desconsolidação de parques eólicos na Europa (-€65M em termos homólogos), e a venda de algumas mini-hídricas em Portugal e no Brasil (-€46M face ao período homólogo).

Redes Reguladas (26% do EBITDA, €991M em 2019) – O EBITDA aumentou 19% em termos homólogos, impulsionado pelo Brasil (+€154M): (i) **na distribuição**, pelo impacto positivo das recentes revisões regulatórias em ambas as nossas concessões, resultando em aumentos do resultado bruto regulado (+€31M) e na atualização do valor residual dos activos das concessões (+€53M); (ii) aumento da actividade de **transmissão** (+€44M em EBITDA), à medida que a construção de linhas de transmissão progride. **Na Península Ibérica**, o desempenho do EBITDA foi suportado pela disciplina na gestão de custos, enquanto que a evolução da margem bruta reflecte a redução da taxa de retorno em Portugal (-30 pb em termos homólogos para 5,13%) em linha com a evolução das *yields* das obrigações Portuguesas a 10 anos, e o reconhecimento de uma provisão não recorrente (-€28M).

Clientes e Gestão de Energia (13% do EBITDA, €474M em 2019) – **o EBITDA aumentou 52% em termos homólogos (+€162M)**, estimulado sobretudo por um forte desempenho de Gestão de Energia, particularmente no 4ºT e pela normalização do contexto regulatório da comercialização na P. Ibérica após 2018 ter sido um ano especialmente fraco (+€93M em termos homólogos). Também na P. Ibérica, o EBITDA da produção térmica e gestão de energia (+75% face ao período homólogo, para €248M) reflecte o forte desempenho do segmento de gestão de energia que beneficiou da crescente volatilidade nos mercados de energia no 4T19, principalmente devido aos menores preços à vista, à maior produção hídrica e aos preços mais baixos do gás. **No Brasil**, o EBITDA do ano passado foi impactado positivamente pela revisão em baixa do nível contratado das centrais térmicas; em 2019, a gestão de energia foi penalizada pela menor liquidez no mercado grossista e margens mais pequenas.

(* *Items extraordinários: (i) +€31M em 2018, impacto líquido da venda das mini-hídricas no Brasil (+€82M) e impacto no 2S17 resultante da diferença entre o ajustamento final do CMEC reconhecido em Dez-17 e aprovado pelo Governo a 3 de Maio (-€18M), custos de reestruturação (-€34M); (ii) -€11M em 2019, incluindo custos de reestruturação (-€13M), uma provisão relativa a ganhos a partilhar com consumidores (-€28M na distribuição de electricidade em Portugal) e um ganho decorrente do reconhecimento de alteração de plano médico concedido a trabalhadores no Brasil (+€30M).*

(1) Ajustamentos de impactos extraordinários, supra referidos (*); (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Bélgica, Itália e Reino Unido

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	4T YoY	
										Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.706	3.317	12%	+388	907	921	987	753	1.044	15%	+137
Provisões	102	288	-65%	-186	5	4	1	92	4	-15%	-1
Amortizações e imparidades exercício	1.766	1.445	22%	+321	396	374	362	358	672	70%	+276
EBIT	1.838	1.584	16%	+254	506	544	624	303	368	-27%	-138
Juros financeiros líquidos	(597)	(626)	5%	+28	(186)	(155)	(151)	(152)	(139)	-25%	+47
Custos financeiros capitalizados	48	34	42%	+14	10	9	12	11	15	51%	+5
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(204)	(177)	-15%	-27	(42)	(53)	(52)	(48)	(51)	21%	-9
Diferenças de câmbio e derivados	(19)	(5)	-278%	-14	(13)	(6)	(11)	(1)	(3)	-80%	+10
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	(3)	113	-	-116	94	-	(1)	(2)	0	-100%	-94
Outros ganhos e perdas financeiros	105	106	-1%	-1	26	19	18	15	53	105%	+27
Resultados Financeiros	(670)	(554)	-21%	-116	(111)	(186)	(185)	(175)	(124)	12%	-14
Equival. patrimoniais em JVs e associadas (Detalhes pág. 27)	25	11	130%	+14	2	5	7	2	11	475%	+9
Resultados antes de Impostos	1.194	1.041	15%	+153	397	364	446	130	254	-36%	-143
IRC e Impostos Diferidos	226	100	127%	+126	49	99	38	9	80	62%	+31
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>19%</i>	<i>10%</i>			<i>12%</i>	<i>27%</i>	<i>9%</i>	<i>7%</i>	<i>32%</i>		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	68	65	5%	+3	0	67	(0)	1	1	171%	+1
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	388	357	9%	+31	125	98	104	65	121	-3%	-4
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	512	519	-1%	-7	222	100	305	55	51	-77%	-171

Tanto em 2019 como em 2018, o montante de **provisões** inclui efeitos não recorrentes: (i) em 2019, €86M alusivos a investimentos realizados no projecto hídrico Fridão desde a sua concessão; (ii) em 2018, uma provisão de €285M relativa a aspectos inovadores dos CMEC.

O **aumento das amortizações e imparidades** (+22% em termos homólogos) é justificado principalmente pelos €312M de imparidades em 2019 (€297M em centrais a carvão na P. Ibérica, decorrente da deterioração das condições de mercado devido ao aumento dos preços de CO₂; €15M na EDPR), pela adopção do IFRS 16 nas locações e aumentos da capacidade líquida.

A **evolução dos resultados financeiros** (-21% face ao período homólogo, para -€670M em 2019), reflecte principalmente os ganhos em 2018 com a venda de participações nos nossos projectos *offshore* no Reino Unido e em França (+€87M) e na Bioelectrica (+€24M). **Os juros financeiros líquidos diminuíram 5% em termos homólogos**, para €597M em 2019, reflectindo os custos extraordinários do ano passado com o pré-pagamento antecipado da dívida (custo de €39M) e já relectido no 4T19, uma diminuição de €12M em custos vs. 3T19: o custo médio da dívida foi 3,9% em 2019 (vs. 3,8% em 2018) na sequência do efeito combinado de um aumento do peso médio do Dólar Americano e do Real Brasileiro na dívida e da emissão da obrigação híbrida de €1 MM com *yield* de 4,5% em Jan-19. É ainda importante mencionar o efeito da adopção do IFRS 16 (€34M de custo de *Unwinding*); custos financeiros capitalizados mais altos derivados dos investimentos em transmissão (Brasil); e outros custos financeiros, incluindo *badwill* da aquisição da Ciesc (+€18M em 2018) e reavaliação dos ganhos com a nossa participação na Feedzai (+€31M em 2019).

Os resultados com equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas aumentaram €14M em termos homólogos, para €25M em 2019, evidenciado principalmente por uma maior contribuição das nossas centrais hídricas e da Ciesc, ambas no Brasil (detalhes na página 27).

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €226M (+€126M em termos homólogos), representando uma taxa efectiva de imposto de 19% em 2019, um aumento face ao nível anormalmente baixo de 2018.

Os interesses não-controláveis incluem €218M relativos à EDPR e €178M relativos à EDP Brasil. O aumento de 9% em termos homólogos em 2019 é justificado sobretudo pelo aumento do resultado líquido da EDP Brasil e EDPR (detalhes na página 27).

Em suma, o resultado líquido manteve-se estável em termos homólogos, totalizando €512M em 2019. Ajustado para efeitos não recorrentes(*), **o resultado líquido recorrente aumentou 7% em termos homólogos para €854M em 2019**, uma vez que a estratégia de *asset rotation* e o crescimento das redes no Brasil mais do que mitigaram a fraca hidraulicidade em 2019 e a baixa taxa efectiva de impostos em 2018.

(* *Impacto de eventos não recorrentes ao nível da margem bruta: (i) -€277M em 2018, incluindo impactos regulatórios (-€208M), imparidades em centrais a carvão na P. Ibérica (-€21M), custos de reestruturação (-€21M), ganhos líquidos em alienações (mini-hídricas: +€40M; Bioelectrica: +€24M), taxas de pagamento antecipado da dívida e outros (-€26M) e a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€65M); (ii) -€342M em 2019 incluindo imparidades (-€224M principalmente em carvão na P. Ibérica), a provisão relativa a Fridão (-€59M), a reversão da provisão em S. Manoel e ganhos na reavaliação de Feedzai (+€28M), efeitos não recorrentes a nível do EBITDA (-€20M líquido de impostos) e a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€66M).*

(1) Inclui "Unwinding" de responsabilidades de médio, longo prazo (parciais institucionais nos EUA, IFRS-16, provisões para desmantelamento e descomissionamento de centrais, concessões) e juros sobre responsabilidades com fundo de pensões e cuidados médicos.

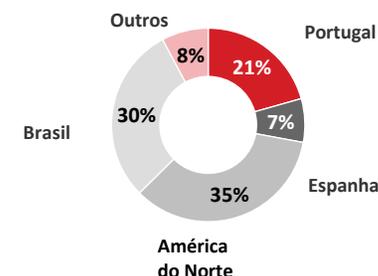
Actividade de Investimento



Invest. Operacional (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Expansão	1.724	1.394	24%	+329
Renováveis	1.121	1.309	-14%	-188
Redes	585	73	-	+512
Outros	18	12	52%	+6
Manutenção	535	637	-16%	-102
Renováveis	46	41	14%	+6
Redes	326	428	-24%	-102
Outros	162	168	-4%	-6
Investim. Operacional Consolidado	2.258	2.031	11%	+227

	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Expansão	283	217	505	389	257	299	351	816
Renováveis	278	202	465	365	158	226	212	525
Redes	5	11	39	19	63	108	136	278
Outros	1	4	1	5	36	(34)	3	13
Manutenção	85	144	163	245	87	182	105	161
Renováveis	6	6	9	20	5	8	11	22
Redes	61	86	106	175	91	101	59	75
Outros	19	52	48	51	(9)	72	35	64
Investim. Operacional Consolidado	368	362	668	634	344	481	456	977

CAPEX 2019



Investimento Líquido Expansão (€ M)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	1.724	1.394	24%	+329
Investim. Financeiro Líquido	361	210	71%	+150
Renováveis	336	-	-	-
Redes	11	-	-	-
Outros	14	-	-	-
Desinvestim. Financeiro Líquido	(974)	(745)	-31%	-230
Renováveis	(970)	-	-	-
Rotação de activos	(970)	-	-	-
Outros	-	-	-	-
Redes	-	-	-	-
Outros	(4)	-	-	-
Encaixe Parcerias Institucionais	(186)	(399)	53%	+213
Outros (1)	244	(111)	-	+355
Investimento Líq. de Expansão	1.168	350	234%	+818

O investimento consolidado totalizou €2.258 em 2019, 76% dos quais dedicados à expansão: 65% em renováveis, c35% em Redes com destaque para projectos de transmissão no Brasil.

Os investimentos financeiros em 2019 (€361M) incluem: (i) **No segmento renováveis**, montantes investidos na construção de capacidade *eólica onshore* nos EUA e Canadá (em linha com compromisso assumido em Dez-18, no âmbito da estratégia de *asset Rotation*), contribuições de capital para diversos projectos de *eólica offshore* em desenvolvimento (Reino Unido, EUA, França; *offshore floating* em Portugal) e para a construção da central hídrica San Gaban, no Peru; (ii) **Nas Redes**, o montante investido no reforço da nossa posição na Celesc, de 23% para 25,4%.

O investimento operacional de manutenção (€535M em 2019) centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas na Península Ibérica e no Brasil (60% do total), com o objectivo de reduzir perdas da rede (Brasil) e de implementar vários projectos de digitalização (Península Ibérica).

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

1) €1.457M dedicado a nova capacidade renovável (c70% do total), distribuído entre a América do Norte (c70%), Europa (c25%) e América Latina (c5%). (detalhes na página 10).

2) €596M em redes no Brasil, dedicado à construção de linhas de transmissão (€455M em trabalhos de construção equivalente a 59% do programa de investimento) e à expansão da rede de distribuição (€141M), equanto que até 2018 era incluindo em investimento operacional de manutenção.

O desinvestimento financeiro em 2019 foi principalmente impactado pelo encaixe de €970M decorrente da estratégia de *asset rotation* (i) €780M de encaixe com a venda de uma participação de c51% num portefólio de 997 MW na Europa; e (ii) €190M de rendimento associados ao investimento efectuado ao longo de 2019 com a conclusão do parque eólico Praire Queen nos EUA (alienação previamente acordada em Dez-18).

Em conclusão, o investimento líquido de expansão totalizou €1.168M em 2019. A maior parte deste valor (c55%) foi dedicado às renováveis, sobretudo à energia eólica nos EUA. O investimento líquido de expansão inclui €186M de encaixe derivado de novas parcerias *Tax Equity* e um efeito de +€244M relacionado com pagamentos a fornecedores de activos fixos, (principalmente eólicos), mudanças no perímetro de consolidação e outros.

Actividade de investimento 2019



(1) Inclui Encaixe de Parcerias Institucionais, Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, Alterações de perímetro de consolidação, Efeitos de reclassificação de ganho *asset rotation* e outros; (2) Inclui Investimento operacional e financeiro.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Resultado antes de impostos e CESE	1.194	1.041	15%	+153
Variações no working capital	(919)	129	-	-1.048
Imposto sobre o rendimento e CESE	(285)	(256)	-11%	-29
Ajustamentos(1)	2.544	2.220	15%	+324
Fluxo gerado pelas operações	2.534	3.135	-19%	-600
(Ganhos) / Perdas líquidos com Asset Rotation	-313	-196	-60%	-117
Fluxo das Actividades Operacionais	2.221	2.938	-24%	-717
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.645)	(1.179)	-40%	-466
Fluxo das Actividades de Financiamento	(834)	(2.335)	64%	+1.501
Varição de caixa e seus equivalentes	(258)	(576)	55%	+318
Efeito das diferenças de câmbio	(2)	(21)	90%	+19
Varição da Dívida Líquida (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (2)	2.584	2.605	-1%	-21
EBITDA recorrente	3.716	3.287	13%	+430
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(1.132)	(681)	-66%	-451
Investimento Operacional em Manutenção (3)	(657)	(664)	1%	+7
Juros financeiros líquidos pagos	(549)	(565)	3%	+16
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(81)	(174)	53%	+93
Outros	129	(13)	-	+142
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	1.426	1.189	20%	+237
Expansão	(1.168)	(350)	-234%	-818
Capex de Expansão	(1.724)	(1.394)	-24%	-329
Recebimentos de Rotação de Activos	970	422	130%	+548
Aquisições e alienações	(38)	(60)	36%	+22
Outros Inv. Financ. Líq. (excl. Rotação de activos)	(318)	172	-	-490
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	186	399	-53%	-213
Outros	(244)	111	-	-355
Varição de Activos Regulatórios	(65)	602	-	-667
Dividendos pagos a Accionistas EDP	(691)	(691)	0%	-0
Varições Cambiais	(49)	(13)	-267%	-36
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	200	(315)	-	+515
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(347)	422	-	-769
Fundos Gerados pelas Operações (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.706	3.317	12%	+388
Imposto corrente	(146)	(246)	41%	+100
Juros financeiros líquidos	(597)	(626)	5%	+28
Resultados de associadas e dividendos	2	(15)	-	+18
Ajustamentos a FFO	(317)	(194)	-63%	-123
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	2.648	2.237	18%	+411

O fluxo de caixa orgânico recorrente atingiu €1,4 MM em 2019, traduzindo os fluxos de caixa gerados e disponíveis para cumprir a estratégia de EDP em termos de crescimento sustentável, redução de dívida e remuneração de accionistas (dividendos). Em 2019, o fluxo de caixa orgânico recorrente cresceu €0,2 MM em termos homólogos (+20%), motivado por maiores ganhos em transacções de *asset rotation* e menores pagamentos em parcerias de *Tax Equity*.

O investimento em manutenção (incluindo pagamentos a fornecedores de activos fixos) totalizou €657M no período, relacionado principalmente com o negócio de redes e pagamentos mais elevados, em termos homólogos, a fornecedores de activos fixos (incluindo o impacto da adopção da IFRS16).

O aumento na rubrica de fluxo de caixa orgânico 'Outros' (+€142M face ao período homólogo para €129M) é sobretudo justificado pelos ganhos superiores nas transacções de *asset rotation* para €313M.

A actividade líquida de investimento em expansão totalizou €1,2 MM em 2019, sendo c70% do total dedicado às renováveis e a maior parte do restante à transmissão no Brasil (detalhes na página 5).

Os activos regulatórios aumentaram €65M em 2019, suportados por Portugal e reflectindo novos recebíveis decorrentes de desvios entre os custos reais do sistema e os pressupostos estabelecidos pela ERSE (detalhes na página 7).

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

As variações cambiais resultaram num aumento de €49M no valor líquido da dívida financeira em 2019, justificado principalmente pela apreciação do USD face ao Euro (+2% em 2019 para 1,12).

A rubrica **Outros** inclui +€0,5 MM relativos a 50% de componente *equity* atribuído pelas agências de rating de crédito ao novo híbrido de €1 MM emitido em Jan-19 e -€0,3 MM de impactos não recorrentes em 2019, incluindo a contribuição extraordinária para o fundo de serviços de assistência médica dos colaboradores (-€0,17 MM) e -€0,17 MM relacionados com o pagamento de impostos relativo às vendas de défice em 2018.

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €0,3 MM em 2019, para €13,8 MM a Dez-19, reflexo do ritmo da actividade de expansão focada em redes e renováveis, enquanto o encaixe associado à transacção *asset rotation* no Brasil aconteceu em Fev-20.

(1) Inclui Amortizações e Imparidades, Provisões, Custos e proveitos financeiros, Outros; (2) Excluindo Activos Regulatórios; (3) Investimento operacional de manutenção inclui investimento em fundo de maneio relacionado com fornecedores de activos fixos.

Posição Financeira Consolidada



Activo (€ Milhões)	Dez vs. Dez		
	Dez-19	Dez-18	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	19.676	22.708	-3.031
Activos sob direito de uso	829	-	+829
Activos intangíveis	4.224	4.737	-513
Goodwill	2.120	2.251	-132
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	3.525	1.088	+2.437
Impostos, correntes e diferidos	1.889	1.560	+329
Inventário	368	342	+26
Outros activos, líquido	8.127	6.946	+1.181
Depósitos colaterais	61	193	-131
Caixa e equivalentes de caixa	1.543	1.803	-260
Total do Activo	42.362	41.627	+735

Capital Próprio (€ Milhões)	Dez vs. Dez		
	Dez-19	Dez-18	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.858	8.968	-110
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	3.774	3.932	-158
Total do Capital Próprio	12.632	12.900	-268

Passivo (€ Milhões)	Dez vs. Dez		
	Dez-19	Dez-18	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.571	16.085	+487
Médio e longo prazo	13.125	13.462	-338
Curto prazo	3.447	2.623	+824
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.312	1.407	-96
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.287	1.269	+18
Provisões	1.053	1.018	+34
Impostos, correntes e diferidos	1.121	1.238	-118
Proveitos diferidos de invest. institucionais	1.003	962	+41
Outros passivos, líquido	7.384	6.746	+637
Total do Passivo	29.730	28.727	+1.003

Total do Capital Próprio e Passivo	42.362	41.627	+735
---	---------------	---------------	-------------

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Dez vs. Dez		
	Dez-19	Dez-18	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.312	1.407	-96
Pensões	631	759	-129
Actos médicos e outros	681	648	+33
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-404	-422	+18
Benefícios aos Empregados (líq. imposto)	908	985	-78

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Dez vs. Dez		
	Dez-19	Dez-18	Δ Abs.
Activos Regulatórios	370	287	+82
Portugal	366	216	+150
Brasil(1)	4	71	-67
Ajustamento "Fair value" (+)	-	-	-
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-115	-68	-47
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. imposto)	255	219	+35

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €3,5 MM vs. Dez-18 para €23,9 MM a Dez-19, motivado principalmente pela transferência de um portefólio de activos hídricos em Portugal e outros para 'Activos detidos para venda' (-€1,9 MM), pelo desreconhecimento (-€1,2 MM) de activos eólicos na Europa e no Brasil relativos à estratégia de *asset rotation*, pela transferência de €0,3 MM para 'Outros activos, líquidos' relacionados com o projecto hídrico Fridão e pela imparidade registada nas centrais a carvão na Península Ibérica (-€0,3 MM). Estes efeitos foram em parte mitigados por: (i) a actividade de construção (+€1,3 MM); (ii) o efeito líquido da variação do Dólar Americano (+2%) e Real Brasileiro (-2%) face ao Euro (+€0,1 MM). A Dez-19, o imobilizado em curso atingiu €1,9 MM (8% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 77% proveniente da EDPR, 3% da EDP Brasil e os restantes 20% ao nível da Península Ibérica.

A adopção da IFRS 16, no dia 1 de Janeiro de 2019, resultou em €0,75 MM reconhecidos contabilisticamente com '**Activos sob o direito de uso**'. Em contrapartida €0,74 MM foram contabilizados como passivo sob 'Outros passivos, líquido'. O valor actual de €0,8 MM resulta do decorrer normal da actividade.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquidos de passivos** era €3,4 MM em Dez-19 (+€2,4 MM em termos homólogos), devido ao reconhecimento na conta 'Activos detidos para venda' do portefólio de activos hídricos já mencionado (+€1,9 MM) e dos activos eólicos *offshore* no âmbito do memorando estratégico de entendimento com a Engie (+€0,2 MM). Os investimentos financeiros atingiram €1,3 MM: 38% ao nível da EDPR, 37% da EDPB e 25% da Península Ibérica (excluindo a energia eólica).

Os impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos aumentaram €0,4 MM vs. Dez-18, para €0,8 MM a Dez-19. O montante em '**Outros activos, líquido**' sofreu um aumento de €1,3 MM vs. Dez-18 para €8,3 MM a Dez-19, suportado principalmente pelo desenvolvimento de linhas de transmissão, execução do investimento operacional das Redes e pelo efeito já referido relativo ao projecto hídrico de Fridão.

Os capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP diminuíram €0,1 MM, para €8,9 MM a Dez-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. **Os interesses não controláveis** caíram €0,16 MM, espelhando fortemente o efeito da transacção de *asset rotation* finalizada em Jul-19.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros, líquido de impostos** caiu €0,1 MM face a Dez-18 para €0,9 MM a Dez-19 (**€1,3 MM, antes de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos em 2019, e de uma contribuição extraordinária para o fundo de pensões em Portugal (€142M).

O passivo relativo a parcerias institucionais manteve-se estável face a Dez-18, atingindo €1,3 MM, dado que os benefícios utilizados pelos parceiros de *tax equity* durante o período compensaram os efeitos de uma nova parceria institucional e a apreciação do valor do USD face ao EUR.

As **Provisões**, €1,1 MM antes de impostos, mantiveram-se praticamente inalteradas vs. Dez-18. Esta rubrica inclui, entre outros, provisões para o desmantelamento (€486M, +€5M em termos homólogos), dos quais €270M relativos a parques eólicos; e uma provisão relacionada com o investimento no projecto hídrico Fridão desde a atribuição da concessão (+€86M).

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,6 MM face a Dez-18, incluindo a adopção da IFRS-16 (+€0,76 MM) e o aumento do passivo a fornecedores de equipamento (+€0,2 MM), associado ao desenvolvimento de projectos de expansão. Estes efeitos foram atenuados pela desconsolidação de projectos eólicos associados às transacções de *asset rotation* executadas (-€0,4 MM).

O montante total líquido de **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizou €255M em Dez-19 (**€370M antes de impostos**). A evolução em 2019 é justificada principalmente pelos desvios imprevistos face às expectativas da ERSE, montantes que deverão ser recuperados, através de tarifas, dentro de 12 a 24 meses: (i) montantes menores alocados ao sistema elétrico relativamente a medidas de mitigação (+€212M); (ii) sobrecustos do regime especial causados por preços realizados mais baixos e volumes mais altos (+€180M). Em 2019, a dívida do sistema português ascendeu a €3,57 MM incluindo uma queda de €0,44 MM na dívida ex-ante e maiores desvios tarifários, que devem ser recuperados em 1 ou 2 anos. Também é de notar a alienação total do défice ex-ante da EDP criado em 2019: €1,1 MM vendidos no 2T19.

(1) Exclui o montante correspondente ao impacto da exclusão de ICMS do cálculo de PIS/COFINS referente aos anos anteriores nas nossas distribuidoras (R\$1,8MM), na medida em que o valor a receber (reconhecido sob activo por impostos a receber) está sujeito a repasse na tarifa.

Dívida Financeira Líquida

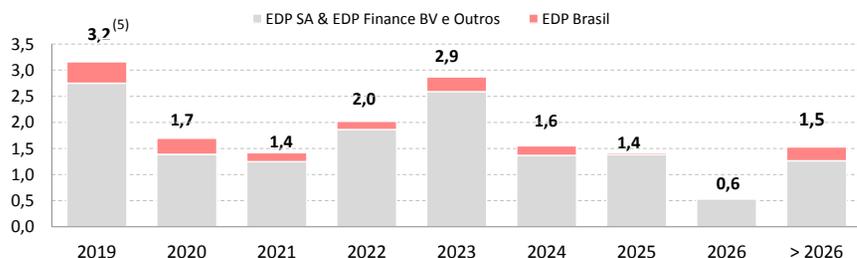
Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	16.222	15.766	3%	+456
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	13.618	13.228	3%	+390
EDP Renováveis	769	882	-13%	-113
EDP Brasil	1.835	1.656	11%	+179
Juros da dívida a liquidar	288	258	12%	+30
"Fair Value"(cobertura dívida)	61	61	1%	+1
Derivados associados com dívida (2)	(135)	(116)	-16%	-19
Depósitos colaterais associados com dívida	(61)	(193)	68%	+131
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(906)	(391)	-132%	-515
Dívida Financeira	15.469	15.385	1%	+84
Caixa e Equivalentes	1.543	1.803	-14%	-260
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	377	922	-59%	-545
EDP Renováveis	582	386	51%	+196
EDP Brasil	584	496	18%	+89
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	99	102	-3%	-3
Dívida Líquida do Grupo EDP	13.827	13.480	3%	+347

Linhas de Crédito a Dez-19 (€ Milhões)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-21
Linha Crédito "Revolving"	3.300	24	3.300	Oct-24
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	1.790	Mar-25
Linhas Crédito Domésticas	256	9	256	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	2021
Total Linhas Crédito	5.921		5.471	

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

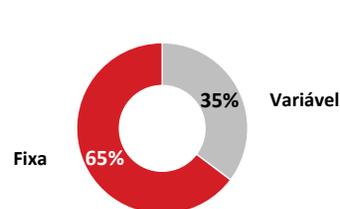
Rácios de Dívida	Dez-19	Dez-18
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (4)	3,6x	4,0x

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

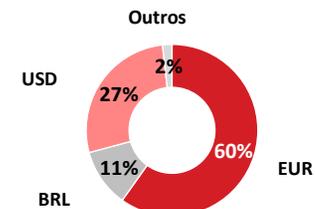


(1) Valor Nominal, incl. 100% das obrig. híbrid; (2) Fair-value de derivados relacionados com a cobertura de dívida, incluindo juros corridos; (3) Após derivados cambiais; (4) Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação das obrig. híbridas como capital em 50% (incl juros); (5) Inclui 100% (€750M) da obrigação híbrido de 2015.

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



Dívida por tipo de moeda (1) (3) - Dez-19



A dívida financeira da EDP é emitida principalmente ao nível da *holding* (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), representando 84% da Dívida Financeira Nominal do Grupo. As principais fontes de financiamento do Grupo são os mercados de dívida (83% em Dez-19, +2% face a Dez-18), o remanescente são empréstimos bancários.

A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e garantia das necessidades de refinanciamento, com pelo menos 12-24 meses de antecedência, são princípios que continuam a fazer parte da estratégia prudente de financiamento da empresa.

Em Abr-19, a S&P afirmou a notação de rating da EDP em "BBB-", com outlook Estável devido à expectativa da EDP executar a sua estratégia com sucesso. O rating de crédito actual da EDP segundo a Moody's é "Baa3", com outlook Estável, e "BBB-", com Outlook Estável, segundo a Fitch.

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 (híbrido verde); Em Abr-19, a EDP reembolsou, na maturidade, os restantes €501M de uma obrigação de €600M com um cupão de 2,625%; Em Set-19, a EDP emitiu €600M de dívida *green* com maturidade em 7 anos e *yield* recorde de 0,4%. Também em Set-19 a EDP estendeu €3.295M do "RCF" de €3.300M até Out-24 (excepto €5M que expiram em Out-23). Em Out-19, a EDP reembolsou, na maturidade, os restantes \$637M de uma obrigação de \$1 MM, que tinha um cupão de 4,9%.

As necessidades de refinanciamento para 2020 ascendem a €3,2 MM, dos quais €2,2 MM em obrigações. É de notar que o aumento nas maturidades de 2020 ao longo do último trimestre é explicado por um aumento no papel eurocomercial e pela compra antecipada do nosso híbrido de €750M, de 2015, no 1T2020: a Jan-2020 a EDP emitiu um novo *Green Hybrid*, com um cupão de 1,7%, com a primeira *call-date* em Abr-25 e uma maturidade final em 2080; juntamente com esta emissão, a EDP lançou uma oferta de aquisição sobre o híbrido de 2015, acima referido, (cupão de 5,375%), que teve uma taxa de sucesso de 91%, e vai permitir à EDP exercer a cláusula de *clean-up*, em Março, sobre os remanescentes 9%. Adicionalmente, em Jan-2020, um título em USD atingiu a sua maturidade com um valor total de \$583M e um cupão de 4,125%. Para o restante de 2020, existem duas obrigações em Euros com maturidade em Junho e Setembro e cupões de 4,125% e 4,875%, respectivamente, com valor total de €695M. Em 2021 e 2022, as necessidades de refinanciamento totalizam aproximadamente €3,1 MM.

O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €7,1 MM a Dez-19, dos quais €5,5 MM em linhas de crédito.



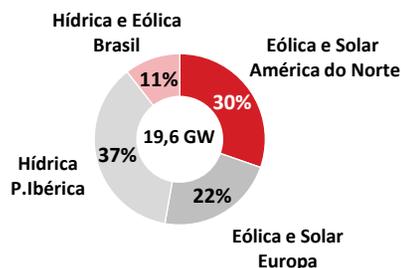
Segmentos de Negócio

Renováveis: Base de activos e Actividade de investimento



Capacidade Instalada (MW)	Dez-19	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Entradas	Saídas	
EBITDA MW	19.597	-497	-497	+749	-1.239	+664
Eólica e Solar	10.812	-489	-489	+749	-1.239	+664
EUA	5.714	+382	+382	+581	-199	+409
Canadá	30	-	-	-	-	+100
México	200	-	-	-	-	-
América do Norte	5.944	+382	+382	+581	-199	+509
Espanha	1.974	-337	-337	+53	-390	+18
Portugal	1.164	-144	-144	+47	-191	+6
França	53	-368	-368	+19	-388	+63
Bélgica	0	-71	-71	-	-71	+10
Polónia	418	-	-	-	-	+58
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	271	+50	+50	+50	-	-
Europa	4.401	-871	-871	+169	-1.040	+154
Brasil	467	-	-	-	-	-
Hídrica	8.785	-8	-8	-	-	-
P.Ibérica	7.186	-8	-8	-	-	-
Brasil	1.599	-	-	-	-	-
MW Equity	1.101	191	+191	+139	+40	+408
Eólica onshore & Solar	550	179	+179	+139	+40	-
EUA	398	179	+179	+139	+40	-
Espanha	152	-	-	-	-	-
Eólica offshore	0	-	-	-	-	+330
Hídrica	551	12	+12	-	-	+78
Latam	551	12	+12	-	-	+78

Capacidade Instalada EBITDA MW- Dez-19



Vida média e Vida residual dos activos

(Anos)	Vida Média	Vida Residual
Hídrica P. Ibérica	31	35
Hídrica Brasil	17	14
Eólico & Solar Brasil	3	27
Eólico & Solar Europa	10	20
Eólico & Solar América Norte	7	23

A capacidade instalada das renováveis representa 77% da capacidade total, ou seja, a 20,6 GW (incluindo MW Equity).

Em 2019, comissionámos 888 MW de capacidade eólica e solar (139 MW dos quais Equity), dos quais a maior parte nos EUA (81%). Por outro lado, no âmbito da nossa estratégia de *asset rotation*, completámos, em Julho, a venda de uma participação de c51% num projecto de 997 MW em operação na Europa (388 MW em França, 348 MW em Espanha, 191 MW em Portugal e 71 MW na Bélgica), levando à desconsolidação total da capacidade de EBITDA MW.

Actualmente, temos CAEs para 5,4 GW (+3,0 GW vs. Dez-18) para suportar instalações em 2019-22, representando cerca de 76% do nosso objectivo de aumento da capacidade renovável no portefólio. Os CAEs assinados estão alocados à América do Norte (2,8 GW), Europa (1,2 GW), América Latina (1,2 GW) e à energia eólica *offshore* (0,2 GW).

A Dez-19, a nossa capacidade eólica e solar em construção totalizava 994 MW, incluindo a capacidade atribuída aos 316 MW em Moray East (Reino Unido) e aos 14 MW do projecto Windplus *floating* (Portugal), ambas tecnologias *offshore* de Equity MW.

Na América do Norte, temos neste momento 509 MW de parques eólicos em construção incluindo Harvest Ridge I (200 MW) e Rejo del Sol (209 MW), cujo comissionamento está previsto para 2020 e Nation Rise (100 MW no Canada). Deste último, já vendemos uma participação de 80%, mantendo, ainda assim, o compromisso de concluir a sua construção.

Na Europa, estão 154 MW de eólica *onshore* em construção, dos quais 18 MW se destinam à repotenciação de turbinas em Espanha.

As hídricas compreendem 7.186 MW na Península Ibérica (dos quais c. 40% com capacidade de bombagem) e 1.599 MW no Brasil. Na América Latina, detemos posições em três centrais hídricas (Jari, Cachoeira-Caldeirão e S. Manoel, todas no Brasil) e uma participação de 50% numa central hídrica em construção no Peru (San Gaban, 78 MW líquidos).

Em 2019, acordámos a transacção de rotação de activos eólicos (Babilónia, 137 MW) em operação no Brasil e a alienação de 1.689 MW de activos hídricos em Portugal. A desconsolidação integral da capacidade EBITDA MW, será seguida da completação destas transacções (Brasil a 12 de Fevereiro de 2020 e alienação hídrica em Portugal esperada para o 2S20).

Em conclusão, os investimentos líquidos de expansão atingiram €621M em 2019, devido principalmente ao encaixe das transacções de *asset rotation* (+€780M de ganhos na transacção na Europa e +€190M de encaixe relacionados com o projecto Prairie Queen). O investimento financeiro de expansão prende-se maioritariamente com projectos na América do Norte (~70%), e na Europa (~27%). Os investimentos financeiros de €318M são despesas contabilísticas relacionadas com o projecto Prairie Queen, Nation Rise, San Gaban e eólica *offshore*. Por último, o impacto de €338M, está relacionado com pagamentos a fornecedores de activos fixos (principalmente eólica) e mudanças no perímetro de consolidação (relativo ao negócio de *asset rotation* na Europa e Brasil).

Investimento de expansão (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	1.121	1.310	-14%	-188
América do Norte	784	757	4%	+27
Europa	307	389	-21%	-82
Brasil & Outros	31	164	-81%	-133
Investimentos Financeiros	318			
Encaixe de Parcerias institucionais	186			
Encaixe Rotação de Activos	970			
Outros (1)	338			
Inv. Líquido em Expansão	621			

Investimento de manutenção (€ M)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	39	35	12%	+4
Brasil	8	6	28%	+2
Investimento de manutenção	46	41	14%	+6

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

Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.409	2.495	-3%	-86
OPEX	547	586	-7%	-40
Outros custos operac. (líq.)	-424	-288	-47%	-135
Custos Operacionais Líq.	123	298	-59%	-175
EBITDA	2.286	2.197	4%	+89
Amortizações, impar.; Provisões	898	979	-8%	-81
EBIT	1.388	1.218	14%	+170

EBITDA (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	1.648	1.300	27%	+348
América do Norte	615	654	-6%	-40
Europa	914	653	40%	+261
Brasil & Outros	120	-7	-	+127
Hídrica	638	897	-29%	-259
P.Ibérica	465	625	-26%	-160
Brasil	173	273	-37%	-100
EBITDA	2.286	2.197	4%	+89

Produção (GWh)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	30.041	28.359	6%	+1.682
Hídrica	13.958	18.899	-26%	-4.941
P.Ibérica	9.830	13.305	-26%	-3.476
Brasil	4.129	5.594	-26%	-1.465
Total produção	43.999	47.258	-7%	-3.260

Core OPEX/Média MW	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	40,5	42,8	-5%	-2,3
Hídrica				
P.Ibérica	11,8	23,6	-50%	-11,7
Brasil	13,7	13,9	-1%	-0,2

Em 2019, o EBITDA subiu 4% em termos homólogos para €2.286M, impulsionado principalmente por maiores volumes e preços (+€97M em termos homólogos) na energia eólica e solar, e pelo impacto cambial favorável de +€22M. Adicionalmente, os benefícios da expansão do portefólio (+€72M em EBITDA) e estratégia de *asset rotation* (+€203M face ao período homólogo), foram atenuados pelos recursos hídricos abaixo da média, na Península Ibérica (-€0,2 MM) e pelo efeito da desconsolidação dos activos vendidos (-€65M).

O EBITDA da produção eólica e solar que ascendeu a cerca de €1.648M (+27% em termos homólogos) foi motivado por:

i) efeito de crescimento líquido, incluindo ganhos com ambas as transacções de *asset rotation* (+€313M em 2019 vs. €110M em 2018), desconsolidação de activos vendidos (-€65M em termos homólogos na 2ª metade de 2019) e expansão do portefólio (+€72M em termos homólogos);

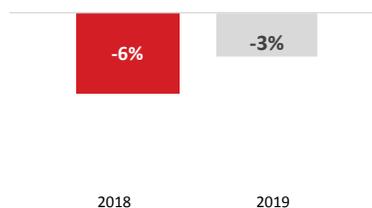
ii) recursos eólicos mais fortes (+3 pp, embora ainda 3% abaixo de P50), preço médio de venda 3% mais alto em termos homólogos (apoiado pela Europa de Leste) e pela adopção da IFRS 16 (+€45M face ao período homólogo). Por último, o desempenho do EBITDA também reflectiu o vencimento dos incentivos PTC a 10 anos em projectos eólicos nos EUA (-€33M em termos homólogos).

O recuo de 29% no EBITDA da Hídrica para €638M deveu-se sobretudo a recursos hídricos extremamente fracos na Península Ibérica (reduzindo o EBITDA em €0,2 MM vs. nível normalizado) e à desconsolidação das mini-hídricas em Portugal e no Brasil no 4T18 (-€46M em EBITDA e €82M de ganho líquido em 2018).

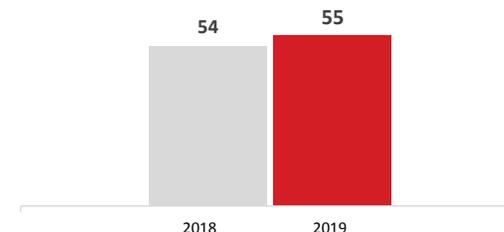
O desempenho dos custos operacionais nas renováveis (-7% em termos homólogos) reflectiu um rigoroso controlo de despesas e uma bem-sucedida implementação de programas de redução de custos em curso na Península Ibérica e no Brasil. Na produção solar e eólica, os custos operacionais por MW médio caíram para €40,5K (-5% face ao período homólogo) antes do ajustamento da IFRS 16 (+€45M em termos homólogos). Considerando impactos adicionais (IFRS 16, custos de offshore e custos não recorrentes), os custos operacionais por MW médio ficariam estáveis a 0% em termos homólogos (excluindo o impacto cambial).

Outros custos operacionais (líquidos), representaram uma receita de €424M em 2019, incluindo os ganhos de capital com as transacções de *asset rotation* (+€313M em 2019) completada em Julho de 2019. Na Península Ibérica, os impostos de geração que totalizaram €36M (vs. €51M em 2018), sendo a redução atribuída à redução da produção, sendo parcialmente compensadas por uma receita PTC inferior (-\$15M em termos homólogos).

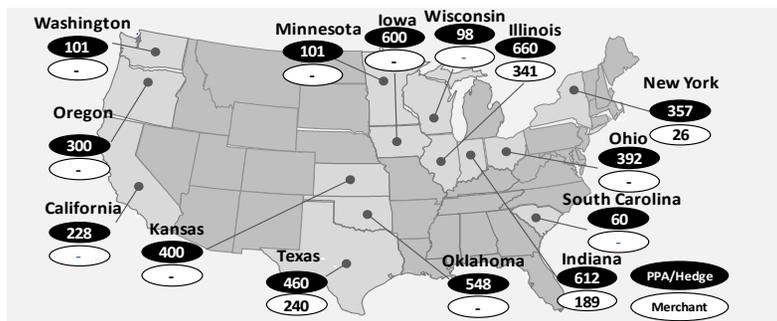
Recurso eólico portefólio 2019 vs. Média LP (P50)



Eólica & Solar Preço Médio de Venda 2019 vs. 2018 (€/MWh)



EUA: MW EBITDA por mercado - Dez-19



Na América do Norte, a capacidade instalada (5.944 EBITDA MW) é **98% eólica** e o remanescente **solar** (90 MW). Adicionalmente, **detemos 398 MW de capacidade através de posições minoritárias em projectos eólicos** (+82% em termos homólogos), após a comissionamento do projecto de 199 MW Prairie Queen em Ago-19 (20% de participação) e aquisição de 50% do portefólio First Solar (139 MW *equity*). Em 2019, 87% da capacidade instalada está ao abrigo de contratos a longo prazo (CAEs/*Hedge*).

A **produção eléctrica** subiu 5% face ao período homólogo reflectindo principalmente um aumento na capacidade instalada (+7% em termos homólogos) e recursos eólicos estáveis em face ao período homólogo. Em 2019, os **recursos eólicos médios** estiveram 7% abaixo da média histórica. A **melhoria da eolicidade** esteve concentrada na **região Este** dado que as **regiões Central e Oeste** experienciaram recursos mais fracos.

A **margem bruta** cresceu para **USD 729M** (+7% em termos homólogos) em 2019, maioritariamente suportado pelo **aumento da produção** nos Estados Unidos (+6% em termos homólogos).

Os **créditos fiscais à produção (PTC)** e outros recuaram para USD 203M (-7% em termos homólogos), devido sobretudo à **prescrição dos incentivos PTC a 10 anos** em alguns projetos eólicos (-USD 39M face ao período homólogo) e ao efeito do estabelecimento de **novas parcerias** (+USD 21M em termos homólogos).

O **EBITDA situou-se em USD 688M** (-8% em termos homólogos) em 2019, justificado pelo ganho de capital decorrente da primeira transacção *asset rotation* de 499 MW de energia eólica *onshore* nos Estados Unidos e no Canada (€109m de ganhos contabilizados no 4T18).

Dados operacionais	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	5.944	5.562	7%	+382
EUA CAE/ <i>Hedge</i>	4.917	4.539	8%	+378
EUA Mercado	797	793	0%	+3
Canadá	30	30	0%	-
México	200	200	0%	-
Factor médio de utilização (%)	34%	34%	0%	0 p.p.
EUA	34%	34%	-1%	0 p.p.
Canadá	27%	27%	-2%	-1 p.p.
México	42%	40%	4%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	16.492	15.644	5%	+848
EUA	15.696	14.873	6%	+823
Canadá	70	71	-2%	-1
México	726	700	4%	+26
Preço médio de venda (USD/MWh)	45	45	0%	-0,0
EUA	44	44	0%	-0
Canadá (\$CAD/MWh)	147	146	1%	+1
México	65	64	1%	+1
EUR/USD - Taxa média do período	1,12	1,18	5%	-0,06
Dados Financeiros (USD Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	932	901	3%	+31
Margem Bruta	729	682	7%	+46
Receitas PTC & Outras	203	219	-7%	-15
EBITDA	688	749	-8%	-61
EBIT	333	427	-22%	-94
Participações minoritárias	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	398	219	82%	+179
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	0	-2	84%	+2



- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas, ou Preços de Mercado
- Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação
- Incentivo Fiscal:
 - PTC ao longo de 10 anos desde a data de operação (\$25/MWh em 2019)
 - Parques eólicos com construção em 2009/10 podem optar por 30% cash grant em detrimento do PTC

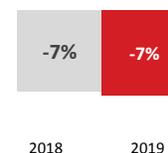


- Tarifa *Feed-in* por 20 anos (Ontário)
- Renewable Energy Support Agreement (Alberta)



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

AN recursos eólicos 2019 vs. Média de LP (P50)



Dados operacionais	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	10.324	10.813	-5%	-489
Eólica e Solar	3.139	3.620	-13%	-481
Espanha	1.974	2.312	-15%	-337
Portugal	1.164	1.309	-11%	-144
Hídrica	7.186	7.193	0%	-8
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	28%	26%	8%	2 p.p.
Portugal	29%	27%	8%	2 p.p.
Hídrica	16%	21%	-26%	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	18.287	21.464	-15%	-3.177
Eólica & Solar	8.458	8.159	4%	+299
Espanha	5.298	5.164	3%	+134
Portugal	3.160	2.995	5%	+165
Hídrica	9.830	13.305	-26%	-3.476
Produção líquida	8.461	11.476	-26%	-3.015
Bombagem	1.368	1.829	-25%	-461
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	71	72	-2%	-1
Portugal	89	91	-2%	-2
Hídrica	54	62	-14%	-9

Dados Financeiros (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1239	1.417	-13%	-177
Eólica & Solar (1)	668	679	-2%	-11
Espanha	384	372	3%	+12
Portugal	284	272	4%	+12
Hídrica	572	738	-23%	-166
EBITDA	1201	1114	8%	+87
Eólica & Solar (1)	736	489	50%	+247
Hídrica	465	625	-26%	-160
EBIT	768	644	19%	+125
Eólica & Solar (1)	574	327	76%	+247
Hídrica	194	317	-39%	-123

Participações minoritárias (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	3,7	4,5	-18%	-1

Na Península Ibérica, a **capacidade instalada** (10,3 GW) é dividida entre eólica (~ 30%) e hidroelétrica (70%), após a desconsolidação de 348 MW em Espanha e 191 MW em Portugal, resultantes da venda da nossa participação de c51% num portfólio de activos eólicos, na Europa (19 de Julho). Em Dez-19 e como parte de nosso plano de alienação, concordámos vender 6 activos hidroeléctricos em Portugal (1,7 GW) por €2,2 MM. O closing está previsto para o 2S20.

Na Península Ibérica, a **produção eólica e solar** aumentou para 8,5 TWh (+ 4% em termos homólogos), experienciando um recurso eólico mais forte e altos factores de utilização, apesar da desconsolidação da capacidade vendida em Jul-19 (-539 MW em termos homólogos). Além disso, o preço médio vendido diminuiu 2% (vs. Dez-18), como resultado, a margem bruta foi de €668M (-2% em termos homólogos).

A **margem bruta hídrica** caiu para €572M (-23% vs. Dez-18), impulsionada principalmente por recursos hídricos fracos, apesar da forte recuperação deste recurso no último trimestre (+56% do recurso acima da média histórica no 4T19).

Os **recursos hídricos** em Portugal ficaram 19% abaixo da média histórica (vs. 5% em 2018), resultando numa queda de 26% (em termos homólogos) na produção líquida. No 4T19, houve uma forte recuperação de recursos hídricos na Península Ibérica, permitindo elevar os níveis dos nossos reservatórios (+0,4 TWh acima da média histórica) em Portugal.

A margem **média de bombagem unitária** ficou acima de €15/MWh, enquanto o preço médio de venda da produção hídrica ficou em €54/MWh (-14% vs. Dez-18), sendo suportada por ganhos de coberturas.

Relativo a provisões não recorrentes: (i) em 2019, registámos uma provisão de €86M para valores investidos no projeto hídrico de Fridão desde a atribuição da concessão; (ii) no 3T18, contabilizámos uma provisão de €285M relacionada com a alegada sobrecompensação dos CMEC.

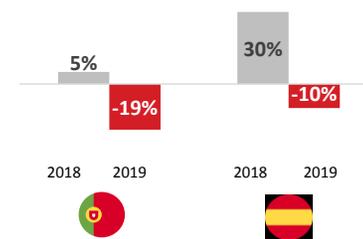


- Energia eólica construída até 2015 recebe preço da pool e um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno de 7,4% para o período 2016-2019
- Prémio calculado com base em activos padrão (factor de utilização, produção e custos)
- Desde 2016, toda a capacidade renovável é atribuída através de 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* c/ inflação) + 7 anos (extensão limitada a 74 a €98/MWh)
- Portfólio 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
 - Portfólio VENTINVEST: preço definido em leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW) de €66/MWh

Recurso hídrico 2019 vs. Média LP (P50)



(1) Inclui ajustamentos de hedging

Renováveis no Resto da Europa

Dados operacionais	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	1.263	1.652	-24%	-389
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	418	418	0%	-
França	53	421	-87%	-368
Itália	271	221	22%	+50
Bélgica	0	71	-	-71
Factor médio de utilização (%)	26%	24%	10%	2 p.p.
Roménia	25%	23%	9%	2 p.p.
Polónia	30%	25%	19%	5 p.p.
França	22%	23%	-4%	-1 p.p.
Itália	27%	27%	1%	0 p.p.
Bélgica	22%	21%	6%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.333	3.321	0%	+12
Roménia	1.151	1.059	9%	+92
Polónia	1.098	919	19%	+179
França	465	829	-44%	-364
Itália	551	385	43%	+166
Bélgica	68	129	-47%	-60
Preço médio de venda (€/MWh)	78	73	6%	+4
Roménia (RON/MWh)	323	255	27%	+68
Polónia (PLN/MWh)	309	254	21%	+54
França	90	90	0%	-0
Itália	95	110	-14%	-15
Bélgica	106	104	2%	+2
Taxa de Câmbio - média do período				
EUR/PLN	4,30	4,26	-1%	+0,04
EUR/RON	4,75	4,65	-2%	+0,09

Dados Financeiros (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	267	246	9%	+21
Roménia	83	57	46%	+26
Polónia	84	59	41%	+24
França & Bélgica	49	87	-44%	-39
Itália	52	42	24%	+10
EBITDA	221	169	31%	+53
EBIT	134	82	63%	+52

Na Europa (excluindo a Península Ibérica), a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica *onshore* (1.203 MW) e apenas 60 MW de capacidade solar na Roménia. A nossa capacidade instalada média decresceu 389 MW por conta da desconsolidação da transacção de asset rotation na Europa em Jul-19.

A produção manteve-se estável em 3.333 GWh, dado que os benefícios resultantes de recursos eólicos mais fortes foram atenuados pela desconsolidação de parques eólicos vendidos (388 MW em França e 71 MW na Bélgica). A Polónia e a Roménia exibiram factores de disponibilidade consideravelmente altos, o que fez destes países os principais responsáveis por manter a produção estável.

A margem bruta avançou para €221M (+28% em termos homólogos), explicado pela eolicidade mais forte e recuperação de preço de mercado na Europa de Leste, expansão de portefólio e ganhos provenientes da estratégia de *asset rotation*.



- 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	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW EBITDA)	2.066	2.066	0%	-
Eólica	467	467	0%	-
Hídrica	1.599	1.599	0%	-
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	43%	40%	6%	2 p.p.
Hídrica	29%	40%	-26%	-10 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	5.886	6.829	-14%	-943
Eólica	1.757	1.235	42%	+522
Hídrica	4.129	5.594	-26%	-1.465
Volumes hídricos vendidos - Brasil (GWh)	10.952	8.502	29%	+2.450
Contratada L.P. (CAE)	10.568	7.403	43%	+3.165
Outros	384	1.099	-65%	-715
Garantia Física de Hídrica (GWh)	6.672	7.278	-8%	-606
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	205	195	5%	+10
Hídrica	170	186	-9%	-16
Taxa de Câmbio - média do período				
EUR/BRL	4,41	4,31	-2%	+0,11

Dados Financeiros (R\$ milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.187	1.174	1%	+13
Eólica	327	215	52%	+112
Hídrica	859	959	-10%	-99
Contratada L.P. (CAE)	1740	1182	47%	+558
Impacto GSF (líqº de coberturas) & Outros	-881	-224	-294%	-657
EBITDA	1.387	994	40%	+393
Eólica	613	140	337%	+473
Hídrica	774	854	-9%	-80
Lajeado	408	359	13%	+48
Peixe Angical	246	202	22%	+44
Outros	120	292	-59%	-172
EBIT	1.179	731	61%	+448

Participações minoritárias (R\$ milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW Equity)	551	539	2%	+12
Equiv. patrimoniais em JV e associadas	24	-23	-	+47

O nosso portefólio de renováveis no Brasil consiste em 2,1 GW de capacidade instalada consolidada: 1.599 MW em centrais hídricas e 467 MW em eólicas. Adicionalmente, a EDP tem participações em centrais hídricas que totalizam 551 MW.

A **produção hídrica** recuou 26% em termos homólogos, devido principalmente à venda das mini-hídricas em 2018 (EDP PCH, Santa Fé e Costa Rica).

A redução de 10% na **margem bruta da hídrica** (-R\$99M em termos homólogos) deriva do efeito, já mencionado, da desconsolidação das mini-hídricas (-R\$123M). Excluindo este efeito, a margem bruta crescerá 3% face ao período homólogo. A energia hídrica vendida através de CAEs cresceu 43% em termos homólogos, devido ao aumento dos contratos bilaterais, incluindo compras de curto-prazo de energia. Em paralelo, o preço médio de venda da hídrica diminuiu 9%, impactado por Peixe Angical cuja produção é totalmente vendida em mercado, e que portanto o preço de venda reflecte a queda do PLD, e Energest cujo preço de venda dos contratos bilaterais de 2019 foi inferior ao de 2018.

O **EBITDA da hídrica** reduziu-se em R\$80M, não apenas devido à queda da margem bruta em 10%, tal como descrito anteriormente, mas também devido aos ganhos de R\$375M da venda das mini-hídricas.

A **produção eólica** cresceu 42% face ao período homólogo, sobretudo devido à entrada em funcionamento de capacidade eólica no 4T18 (137 MW), o que também contribuiu para melhorar as horas médias de funcionamento das eólicas. No global, a **margem bruta das eólicas aumentou +R\$112M**, reflectindo nova capacidade adicionada e preço de venda superior. O **EBITDA da produção eólica** aumentou em +R\$473M, reflectindo o desempenho da margem bruta e os ganhos pela rotação de activos registados com a venda do parque eólico Babilónia (+R\$377M).

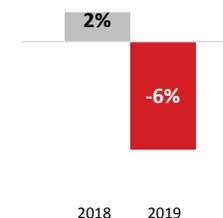
Eólica & Solar:

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

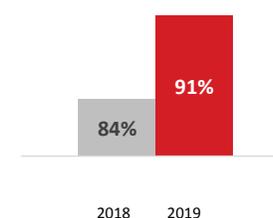
Hídrica:

- Toda a capacidade hídrica tem contratos de longo prazo quando são desenvolvidas
- A remuneração consiste num preço estabelecido nos contratos e são obrigadas a entregar um determinado montante de energia em garantia física.

BR Recurso Eólico 2019 vs. Média LP (P50)



BR GSF (1) 2019 Generating Scale Factor



(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).

Redes reguladas: Performance financeira

DR Operacional (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.816	1.715	6%	+102
OPEX	551	597	-8%	-46
Outros custos operacionais (líquidos)	274	286	-4%	-13
Custos Operacionais Líquidos	825	884	-7%	-59
EBITDA	991	831	19%	+160
Amortizações, imparidades; Provisões	370	348	6%	+22
EBIT	621	483	29%	+138

OPEX & Capex performance	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
--------------------------	------	------	-----	--------

Custos Controláveis (1)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica (€ M)	362	383	-6%	-21
Brasil (R\$ M)	697	715	-3%	-19

Custos controláveis	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica (€/ponto de ligação)	52	56	-6%	-3
Brasil (R\$/ponto de ligação)	198	207	-5%	-10

Empregados (#)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	3.459	3.602	-4%	-143
Brasil	2.293	2.186	5%	+107

Invest. operacional (2) (líq. de subs.) (€ M)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Portugal	270	243	11%	+28
Espanha	39	33	18%	+6
Brasil	601	225	-	+376
Distribuição	147	152	-4%	-5
Transmissão	455	73	-	+381

Rede de Distribuição ('000 Km) (3)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Portugal	227	226	0%	+1
Espanha	21	21	0%	+0
Brasil	93	92	1%	+1

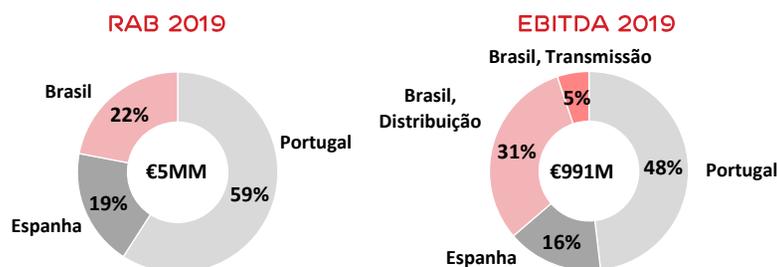
O segmento das Redes Reguladas inclui as actividades de distribuição de energia em Portugal, em Espanha e no Brasil; a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; e a recente actividade de transmissão no Brasil.

O crescimento de 19% em termos homólogos do EBITDA em 2019 (para €991M, +€160M em termos homólogos) foi impulsionado pelo Brasil, nomeadamente: (i) na distribuição, o resultado positivo da revisão regulatória de ambas as concessões que resultou no aumento de tarifas (+€31M) e na actualização do valor residual dos activos das concessões (+€53M); (ii) aceleração da actividade de transmissão (+€44M de EBITDA) à medida que a construção de linhas de transmissão avança. **Na Península Ibérica**, a evolução do EBITDA foi maioritariamente justificada pela trajectória de corte e controlo rigoroso de custos, ao mesmo tempo que a evolução da margem bruta reflecte o declínio das taxas de retorno em Portugal (-30bp face ao período homólogo para 5,13%), em linha com as *yields* das obrigações da dívida Portuguesa a 10 anos; e o reconhecimento de provisões de montantes que deverão ser reembolsados ao sistema (-€28M).

O impacto geral dos impactos extraordinários no EBITDA foi quase nulo (i) **em 2019**, uma provisão de €28M para os montantes a devolver à tarifa, €31M de ganho relativo a uma mudança no passivo futuro decorrente de uma alteração no fornecedor de serviços de saúde, no Brasil, e custos de reestruturação (€12M), principalmente em Portugal; (ii) **em 2018**, custos de reestruturação (€17M).

O OPEX melhorou 8% face ao período homólogo para €551M em 2019, incluindo um impacto não recorrente de €19M. Na Península Ibérica, os custos controláveis caíram 6% em termos homólogos reflectindo esforços de redução de custos e um aumento do número de contadores inteligentes instalados. **No Brasil**, o OPEX foi principalmente afectado por um ganho decorrente da alteração do plano médico concedido a trabalhadores no montante de €31M. É também de notar que, apesar do aumento do número de colaboradores e efeito da inflação na actualização dos salários, o controlo rigoroso de custos, *insourcing* e estratégias digitais provocaram poupanças significativas: os custos controláveis por consumidor diminuíram 5%, em termos homólogos, em Reais (-7% em Euros).

O Capex em 2019 (€911M) inclui €513M dedicados a expansão, dos quais €455M relativos às novas linhas de transmissão em construção no Brasil (Lote 11, 18 e 21 nos estados do Maranhão, São Paulo/Minas Gerais e Santa Catarina, respectivamente) e €58M para o desenvolvimento das redes de distribuição no Brasil. O Capex de manutenção está relacionado com as redes de distribuição: (i) na P. Ibérica, inclui €40M investidos na instalação de ~691k contadores inteligentes em Portugal, em 2019; (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)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.050	1.084	-3%	-34
OPEX	334	355	-6%	-21
Rendas de concessão	262	258	1%	+4
Outros custos operacionais (líquidos)	-23	-9	-	-15
Custos Operacionais Líquidos	573	604	-5%	-32
EBITDA	477	480	-1%	-2
Amortizações, imparidades; Provisões	267	254	5%	+13
EBIT	210	226	-7%	-16

Desempenho Margem Bruta	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	1.050	1.084	-3%	-34
Regulada	1.039	1.076	-3%	-37
Não-regulada	11	9	26%	+2
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ Milhões)	1.007	1.039	-3%	-32
Electricidade distribuída (GWh)	45.589	46.059	-1%	-469
Pontos de ligação (mil)	6.277	6.226	1%	+52
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ Milhões)	32	36	-13%	-5
Clientes fornecidos (mil)	1.034	1.125	-8%	-91
Electricidade vendida (GWh)	2.658	3.016	-12%	-358

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	197	193	2%	+4
OPEX	55	55	-1%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	-12	-7	-	-5
Custos Operacionais Líquidos	43	48	-12%	-6
EBITDA	155	145	7%	+10
Amortizações, imparidades; Provisões	36	31	14%	+4
EBIT	119	113	5%	+6

Desempenho Margem Bruta	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	197	193	2%	+4
Regulada	191	189	1%	+1
Não-regulada	7	3	92%	+3
Pontos de ligação (mil)	668	666	0%	+2
Electricidade distribuída (GWh)	8.262	9.360	-12%	-1.099

Distribuição de electricidade e CUR em Portugal

Em 2019, a margem bruta da distribuição regulada no valor de €1.007M foi impactada por (i) um custo extraordinário de €28M resultante da devolução ao sistema, durante 2020, de ganhos passados; e (ii) receitas reguladas inferiores às preliminarmente estabelecidas consequente de uma procura mais fraca e da redução das taxas de juro das OTs a 10 anos traduzindo-se numa taxa de retorno implícita sobre os activos de AT/MT de 5,13%, 29 pb abaixo do assumido pela ERSE para as tarifas de 2019.

O **volume de electricidade distribuída em 2019** registou um declínio de 1% em termos homólogos, devido, maioritariamente ao efeito negativo da temperatura, com efeito particular no segmento residencial. Os pontos de oferta avançaram 1%.

Na actividade do CUR (EDP SU), a margem bruta diminuiu €5M, em termos homólogos, reflectindo um menor número de clientes (-91 mil face ao período homólogo), para cerca de 16% da quota de mercado em Portugal.

Os **custos controláveis** recuaram 5% em termos homólogos (-€32M) impulsionados por um rigoroso controlo de custos e esforços continuados de digitalização e agilização de processos. Este desempenho dos custos está intimamente relacionado com a redução nas reclamações de clientes (-19% face ao período homólogo), com um menor número de clientes a trocar de fornecedor e uma penetração maior de telecontagem: a Dez-19 havia ~2,6M de contadores inteligentes instalados, dos quais ~70% operados remotamente. Outros custos operacionais reflectem uma recuperação de receitas retroactivas.

Concluindo, o EBITDA manteve-se estável em relação ao ano anterior, uma vez que a eficiência operacional e a gestão disciplinada dos custos mitigaram amplamente o efeito adverso dos retornos inferiores de obrigações soberanas e da diminuição da procura de electricidade, a par de ajustes não recorrentes tanto ao nível da margem bruta como do OPEX (custo de reestruturação de RH de €9M). A implementação do IFRS16 explica o aumento de +€5M em termos homólogos de EBITDA.

A 16-Dez-2019, a **ERSE apresentou as tarifas de electricidade para 2020**, estipulando uma diminuição de 0,4% da tarifa média para média e baixa tensão, aplicável aos clientes do mercado regulado (fora da Tarifa Social). Assim, foi assumido €1.029M como o valor das receitas reguladas da distribuição de electricidade para 2020 e €32M para a comercialização de último recurso. As receitas reguladas de distribuição de electricidade preliminarmente definidas assumem uma taxa de retorno sobre activos de média e alta tensão (RoRAB) de 5,13% (reflectindo um rendimento médio dos títulos portugueses a 10 anos de 1,14%, em média) e uma procura esperada de electricidade em Portugal de 45,9 TWh em 2019 (0,6% acima da electricidade distribuída em 2019).

Distribuição de electricidade em Espanha

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 7%** (+€10M em termos homólogos) para €155M.

É também de notar que o volume de electricidade distribuída em Espanha caiu 12%, face ao período homólogo, penalizado pela evolução da produção de um grande cliente industrial.

Redes reguladas no Brasil

Taxa de Câmbio - Média do período	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
EUR/BRL	4,41	4,31	-2%	+0,11

DR Operacional (R\$ milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.498	1.870	34%	+629
OPEX	664	767	-13%	-103
Outros custos operacionais (líquidos)	211	185	14%	+26
Custos Operacionais Líquidos	875	952	-8%	-77
EBITDA	1.624	917	77%	+706
Amortizações, imparidades; Provisões	282	256	10%	+27
EBIT	1.341	661	103%	+680

A Margem Bruta da distribuição aumentou 23% (+R\$420M), fomentada pela revisão regulatória nas nossas distribuidoras, levando ao reconhecimento de uma maior base de activos (+R\$234M), actualização das tarifas (+R\$136M) e +R\$39M decorrentes de maiores volumes de electricidade distribuída (+2,3% em termos homólogos).

A Margem Bruta da transmissão atingiu +R\$246M em 2019 (+R\$209M face ao período homólogo) após a inauguração da nossa primeira linha, em Dez-18, e do avanço na construção das restantes linhas. Já no início de Janeiro de 2020, o lote 11 foi parcialmente comissionado, 19 meses antes do previsto, o que permitirá antecipar as Receitas Reguladas em R\$17M.

O OPEX diminuiu 13% em termos homólogos, justificado pela alteração no plano médico concedido a trabalhadores, que resultou num ganho de R\$134M na EDP Espírito Santo. Excluindo este efeito, o OPEX teria aumentado 4%, reflectindo a estratégia de *insourcing* e digitalização de processos.

Distribuição - Factores chave (R\$ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Clientes Ligados (Milhares)	3.524	3.451	2,1%	+73
EDP São Paulo	1.936	1.887	2,6%	+49
EDP Espírito Santo	1.588	1.564	1,5%	+24
Electricidade Distribuída (GWh)	25.591	25.007	2,3%	+584
Clientes regulados	14.202	13.834	2,7%	+368
Clientes em mercado livre	11.389	11.173	1,9%	+216
Electricidade Vendida (GWh)	14.143	13.769	2,7%	+375
EDP São Paulo	7.980	7.934	0,6%	+46
EDP Espírito Santo	6.163	5.835	5,6%	+329
Perdas técnicas (% de electricidade distribuída)				
EDP São Paulo	5,6%	5,6%	1,0%	0,1 p.p.
EDP Espírito Santo	7,9%	7,5%	4,4%	0,3 p.p.
Margem Bruta	2.253	1.832	23%	+420
Receitas reguladas	1.869	1.650	13%	+219
Outros	384	182	110%	+201
EBITDA	1.393	887	57%	+506
EDP São Paulo	634	460	38%	+174
EDP Espírito Santo	759	427	78%	+332

Concluindo, o EBITDA do segmento das redes cresceu 77% face ao período homólogo (+R\$706M), suportado por um desempenho robusto das nossas actividades de distribuição e transmissão.

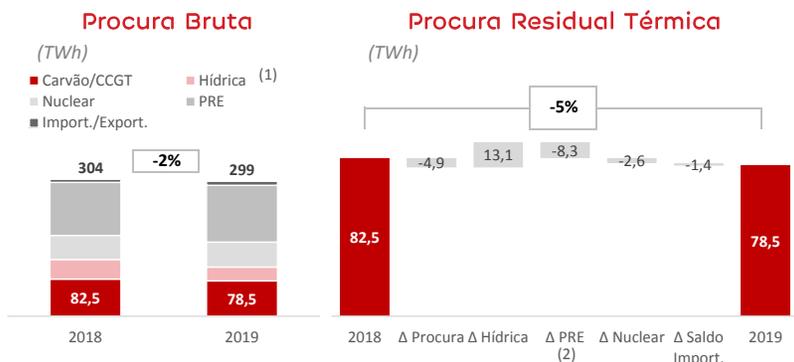
Adicionalmente, em Dez-19, a EDP Brasil adquiriu 692k acções preferências da Celesc, o que aumentou a nossa participação nesta empresa para 25,35%. Os resultados mais fortes da Celesc a par dos aumentos sucessivos da nossa participação desde 2018, levaram a um aumento, em termos homólogos de 62% do contributo da equivalência patrimonial da Celesc para o resultado.

Transmissão - Factores Chave (R\$ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	246	37	-	+209
EBITDA	231	30	-	+201
EBIT	232	30	-	+202

Participações minoritárias (R\$ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Resultado equiv. patrimoniais em JV e assoc.	47	29	62%	+18



- 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 25,35% na CELESC, que detém a concessão da rede de distribuição no estado de Santa Catarina.
- O novo período regulatório iniciou-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

Em 2019, a procura de electricidade na Península Ibérica diminuiu 2% face ao período homólogo (-4,9 TWh). A procura residual térmica (PRT), i.e. geração de carvão e CCGT, diminuiu 5% em termos homólogos em 2019 (-4,0 TWh), reflectindo: (i) um aumento de +8,3 TWh vs. 2018 na produção renovável/cogeração (PRE) impulsionado principalmente por melhores recursos eólicos e, em menor grau, pela energia solar; (ii) um aumento de +2,6 TWh da produção nuclear em termos homólogos; e (iii) um aumento de 1,4 TWh das importações líquidas. Na direcção oposta, a produção hídrica (líquida de bombagem) diminuiu 13 TWh, face ao período homólogo, devido a recursos hídricos extremamente fracos (19% e 10% abaixo da média em Portugal e Espanha em 2019, respectivamente, vs. 5% e 30% acima da média em 2018, respectivamente). A produção a carvão caiu 66% em termos homólogos (-30 TWh), dado que os preços mais baixos do gás e preços mais elevados de CO₂ resultaram numa mudança para as CCGTs (+72% face ao período homólogo, +26 TWh).

O preço médio à vista caiu 17% em termos homólogos, atingindo ~€48/MWh em 2019 (~€41/MWh no 4T19), impulsionado pela trajectória descendente dos preços do carvão e gás (-34% e -36% em termos homólogos, respectivamente). Consequentemente, o preço médio final da electricidade em Espanha decresceu 17% em 2019 face ao período homólogo, para €53/MWh.

Principais factores (3)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	48	57	-17%	-10
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	53	63	-17%	-11
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MWh)	55	61	-10%	-6
Direitos de emissão de CO ₂ (EUA), €/ton	25	16	56%	+9
Carvão (API2), USD/ton	61	92	-34%	-31
Mibgas, €/MWh	15	24	-36%	-9
Gás NBP, €/MWh	14	23	-41%	-10
Brent, USD/Barril	64	71	-9%	-7
EUR/USD (Média do período)	1,12	1,18	5%	-0,06
Procura de Gás na P.Ibérica (TWh)	466	414	13%	+52

Desempenho da EDP

O EBITDA cresceu +€199M face ao período homólogo para €336M (€149M no 4T19), apoiado pelo: (i) forte desempenho da nossa actividade térmica e de gestão de energia, especialmente no 4T19, devido aos nossos resultados de *hedging* que mais do que compensaram o aumento no custo médio de produção nas centrais térmicas na Península Ibérica; (ii) normalização das condições operacionais na comercialização vs. um ano de 2018 fraco; e (iii) redução dos impostos de geração em Espanha e suspensão do *clawback* em Portugal durante o 1T19.

Em 2019, a perspectiva das nossas centrais a carvão deteriorou materialmente devido: (i) ao agravamento das condições de mercado decorrente dos aumentos nos preços de CO₂ e da queda nos preços do gás; (ii) uma maior vontade política no sentido do encerramento antecipado das centrais a carvão, nomeadamente em Portugal. Desta forma, a EDP registou uma imparidade nas suas centrais a carvão na Península Ibérica de €297M. Consequentemente, o EBIT foi negativo em -€156M em 2019. O EBIT em 2018 foi fortemente impactado pela parte correspondente às térmicas da provisão de €285M relativa à alegada sobrecompensação dos CMEC.

Relativamente à gestão de energia, é de notar que a EDP continua a seguir as condições de mercado para adaptar a sua estratégia de coberturas. Neste sentido, para 2020 a EDP já tem *spreads* contratados para mais de 90% da produção esperada, com um preço médio contratado para a produção hídrica/nuclear de €55/MWh e *spreads* térmicos médios na parte superior de um só dígito.

DR Operacional (€ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	825	677	22%	+148
OPEX	376	360	4%	+16
Outros custos operacionais (líquidos)	113	180	-37%	-66
EBITDA	336	137	145%	+199
EBIT	-156	-170	8%	+14

Dados financeiros chave decomposição (€ M)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	825	677	22%	+148
Comercialização	353	273	29%	+79
Térmica e Gestão de energia	472	403	17%	+68
EBITDA	336	137	145%	+199
Comercialização	88	-5	-	+93
Térmica e Gestão de energia	248	142	75%	+106
EBIT	-156	-170	8%	+14
Comercialização	47	-44	-	+91
Térmica e Gestão de energia	-202	-126	-61%	-77

- 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.

Fontes: EDP, REN, REE; (1) Líquido de bombagem; (2) Regime especial de produção, nomeadamente eólico, solar e cogeração; (3) Média do período; (4) O preço final reflecte o preço à vista e os custos do sistema (garantia de potência e serviços de sistema).

Comercial. - Factores chave e financeiros	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade	5.270	5.273	0%	-2
Portugal	4.104	4.119	0%	-15
Espanha	1.166	1.154	1%	+12
Gás	1.562	1.555	0%	+7
Portugal	659	659	0%	-1
Espanha	903	895	1%	+8
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30,4%	30,3%	0%	+0
Rácio de serviços por contracto (%)	18,9%	18,0%	5%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)				
Residencial	12.889	13.216	-2%	-328
Industrial	17.469	17.452	0%	+16
Volume de gás vendido (GWh)				
Residencial	12.218	11.917	3%	+302
Industrial	6.470	6.730	-4%	-260
	5.748	5.186	11%	+562
Margem bruta (€ Milhões)	353	273	29%	+79
EBITDA (€ Milhões)	88	-5	-	+93
Capex (€ Milhões)	38	26	48%	+12

Comercialização Península Ibérica

O número de clientes de electricidade em Portugal e Espanha manteve-se estável em termos homólogos, com a EDP a manter o foco na qualidade de serviço e a alavancar no portefólio de clientes para aumentar a *share of wallet*. De facto, o número de reclamações por 1.000 contratos diminuiu 23% em 2019, a taxa de penetração de novos serviços aumentou 5% em termos homólogos para 18,9% em Dez-19, e a percentagem de clientes com oferta dual (electricidade + gás) aumentou ligeiramente para 30,4% em Dez-19 (vs. 30,3% em Dez-18).

O volume de electricidade vendido na Península Ibérica caiu 1% face ao período homólogo, enquanto que o volume de gás aumentou 3% em termos homólogos, reflectindo o impacto adverso que as temperaturas amenas tiveram no consumo residencial.

O EBITDA das nossas actividades de comercialização na Península Ibérica aumentou +€93M vs. 2018, para €88M (€16M no 4T19), suportado pela normalização do contexto regulatório após um ano de 2018 particularmente adverso. O desempenho do EBITDA foi fortemente impactado pela evolução da margem bruta, associado a um valor mais baixo de provisões de clientes duvidosos ao nível do EBITDA.



• A carteira de clientes da EDP na Península Ibérica (~5,3M de clientes) tem um peso considerável de clientes residenciais e PMEs, correspondendo a ~42% do consumo total.

Térmica e GE - Factores chave e financeiros	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)				
CCGT	18.826	20.853	-10%	-2.027
Carvão	10.183	5.333	91%	+4.851
Nuclear	7.149	14.016	-49%	-6.867
Outros	1.223	1.196	2%	+28
	270	309	-12%	-38
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	31%	16%	91%	+15p,p
Carvão	34%	66%	-49%	-32p,p
Nuclear	90%	88%	2%	+2p,p
Custos de produção (€/MWh) (1)				
CCGT	51	42	21%	+9
Carvão	57	59	-3%	-2
Carvão nuclear	51	39	31%	+12
nuclear	5	5	-4%	-0
Margem Bruta (€ Milhões)	472	403	17%	+68
EBITDA (€ Milhões)	248	142	75%	+106
Capex (€ Milhões)	57	69	-18%	-13

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A produção em 2019 caiu 10% em termos homólogos, devido à redução na produção de carvão (-49% vs. 2018) levando a uma diminuição de 32 p.p. no factor médio de utilização das nossas centrais a carvão para 34% em 2019 (18% no 4T19), que foi parcialmente mitigado pelo aumento da produção das centrais CCGT. O custo médio de produção térmica registou um aumento de 21% em termos homólogos (para €51/MWh em 2019) devido aos preços de CO₂ mais elevados.

O declínio no EBITDA da produção térmica devido, sobretudo, a volumes e margens menores, foi mais do que compensado pelo forte desempenho do segmento de gestão de energia que beneficiou da redução nos preços de gás e do *hedging* futuro dos spreads térmicos. A nossa estratégia de *hedging* beneficiou de um aumento da volatilidade nos mercados energéticos no 4T19, nomeadamente devido a volumes hídricos mais fortes, preços à vista e preços de gás menores, que suportaram os resultados do segmento de gestão de energia. É de notar que alguns impostos de produção em Espanha e *clawback* em Portugal (-€32M em termos homólogos), estiveram suspensos no 1T19.

Devido aos factores referidos, o EBITDA do segmento de produção térmica & gestão de energia na Península Ibérica aumentou 75% em termos homólogos, para €248M em 2019 (€133M no 4T19).



O nosso portefólio de geração térmica na Península Ibérica integra um total de 6,4 GW de capacidade instalada, que desempenha um papel activo 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.

Clientes & gestão de energia no Brasil

Factores Chave	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
PLD	227	288	-21%	-61
GSF	91%	84%	8%	+7p.p.

EDP gestão de energia no Brasil 2019

(R\$ M)



* Inclui os impactos do GSF, PLD e MRE

Taxa de Câmbio - Média do período	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
EUR/BRL	4,41	4,31	-2%	+0,11

DR Operacional (R\$ Milhões)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	779	946	-18%	-166
OPEX	159	175	-9%	-16
Outros custos operacionais Líquidos	-7	-3	-105%	-4
EBITDA	628	775	-19%	-147
EBIT	428	605	-29%	-177

Comerc. e GE - Factores chave e financeiros	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	14.100	18.102	-22%	-4.002
Margem Bruta (R\$ Milhões)	160	220	-27%	-60
EBITDA (R\$ Milhões)	111	178	-38%	-67
EBIT (R\$ Milhões)	103	173	-41%	-70

Térmica - Factores Chave e Financeiros (1)	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Vendida (GWh)	8.291	4.834	72%	+3.457
Receitas Contractadas (CAE)	3.707	3.455	7%	+252
Outros	4.584	1.379	232%	+3.205
Disponibilidade Pecém	95%	80%	19%	+15p.p.
Margem Bruta (R\$ Milhões)	619	725	-15%	-106
EBITDA (R\$ Milhões)	516	596	-13%	-80
EBIT (R\$ Milhões)	325	432	-25%	-107

(1) Valores de contabilidade individual

Integrada na abordagem de controlo de risco da EDP, a estratégia de *hedging*, com vista a mitigar o risco GSF/PLD, tem como objectivo reduzir a volatilidade dos resultados. Apesar desta estratégia terem resultado ganhos significativos em 2017-18, que compensaram o efeito do contexto energético extremamente adverso no Brasil, os resultados em 2019 são impactados por um contexto mais favorável com GSF mais alto e PLD mais baixo, permitindo uma evolução mais moderada das vendas de energia, a par de ganhos menores decorrentes da nossa estratégia de gestão de energia. Contudo, os resultados da gestão de energia aumentaram consideravelmente no 4T19, devido à nossa estratégia de sazonalização da garantia física, onde alocamos maior peso da energia ao segundo semestre do ano.

Nas nossas actividades de comercialização e gestão de energia, o EBITDA decresceu R\$67M em termos homólogos, para R\$111M em 2019, apesar da forte recuperação no 4T (+R\$69M em termos trimestrais) devido aos resultados de *hedging*, dado que era esperado um PLD mais alto no final do ano (que se confirmou) e, por isso, contratámos anteriormente energia a um PLD mais baixo. No entanto, tendo em conta o todo o ano de 2019, os resultados inferiores neste segmento reflectem os menores resultados da gestão de energia, como descrito acima, mas também uma redução de 22% face ao período homólogo nos volumes comercializados devido à baixa liquidez no mercado livre.

Na nossa central de produção térmica, Pecém I, a comparação do EBITDA com o período homólogo (-13% ou -R\$80M) foi impactada 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\$106M no EBITDA 2018). Excluindo este efeito, o EBITDA teria crescido 5% em termos homólogos, reflectindo uma maior disponibilidade (95%), custos de manutenção inferiores e a actualização das receitas contratadas pela inflação.

edp'

Demonstrações de resultados
& anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

2019 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.783	6.195	8.639	(3.284)	14.333
Margem Bruta	2.409	1.816	1.001	(9)	5.217
Fornecimentos e serviços externos	365	352	285	(104)	898
Custos com pessoal e benefícios sociais	182	200	129	110	620
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(424)	274	113	31	(6)
Custos Operacionais	123	825	527	36	1.512
EBITDA	2.286	991	474	(46)	3.706
Provisões	82	14	6	(0)	102
Amortizações e imparidades (1)	816	356	539	55	1.766
EBIT	1.388	621	(70)	(100)	1.838

2018 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.775	6.637	9.874	(4.008)	15.278
Margem Bruta	2.495	1.715	897	(7)	5.099
Fornecimentos e serviços externos	407	383	273	(106)	957
Custos com pessoal e benefícios sociais	179	214	133	126	652
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(288)	286	179	(4)	174
Custos Operacionais	298	884	585	15	1.782
EBITDA	2.197	831	312	(23)	3.317
Provisões	187	14	92	(5)	288
Amortizações e imparidades (1)	791	334	264	56	1.445
EBIT	1.218	483	(43)	(73)	1.584

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



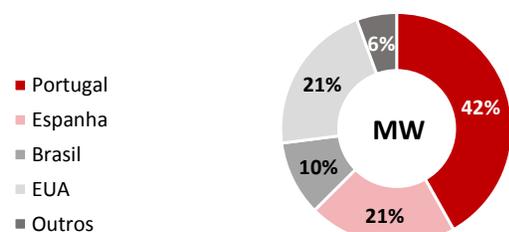
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	Δ YoY %	Δ QoQ %	2018	2019	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.032	3.527	3.752	3.967	3.744	3.363	3.340	3.886	-2%	16%	15.278	14.333	-6%
Custo com vendas de energia e outros	2.639	2.227	2.582	2.730	2.383	2.123	2.131	2.479	-9%	16%	10.179	9.116	-10%
Margem Bruta	1.393	1.299	1.170	1.237	1.361	1.240	1.209	1.407	14%	16%	5.099	5.217	2%
Fornecimentos e serviços externos	209	233	234	280	200	221	223	253	-9%	14%	957	898	-6%
Custos com pessoal e benefícios sociais	163	162	147	180	159	164	156	140	-22%	-10%	652	620	-5%
Outros custos operacionais (líquidos)	128	75	100	(130)	81	(133)	77	(31)	-76%	-140%	174	(6)	-
Custos Operacionais	501	470	482	330	439	253	456	363	10%	-20%	1.782	1.512	-15%
EBITDA	893	829	688	907	921	987	753	1.044	15%	39%	3.317	3.706	12%
Provisões	(7)	4	286	5	4	1	92	4	-15%	-95%	288	102	-65%
Amortizações e imparidades (1)	351	348	350	396	374	362	358	672	70%	88%	1.445	1.766	22%
EBIT	549	477	53	506	544	624	303	368	-27%	21%	1.584	1.838	16%
Resultados financeiros	(127)	(150)	(166)	(111)	(186)	(185)	(175)	(124)	12%	-29%	(554)	(670)	-21%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	1	2	6	2	5	7	2	11	475%	453%	11	25	130%
Resultado antes de impostos e CESE	423	330	(108)	397	364	446	130	254	-36%	95%	1.041	1.194	15%
IRC e Impostos diferidos	74	43	(67)	49	99	38	9	80	62%	805%	100	226	127%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	66	(2)	1	0	67	(0)	1	1	171%	n.a.	65	68	5%
Resultado líquido do período	282	289	(43)	347	198	408	120	173	-50%	44%	876	899	3%
Atrib. Accionistas da EDP	166	214	(83)	222	100	305	55	51	-77%	-7%	519	512	-1%
Atrib. Interesses não controláveis	116	75	40	125	98	104	65	121	-3%	87%	357	388	9%

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

Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

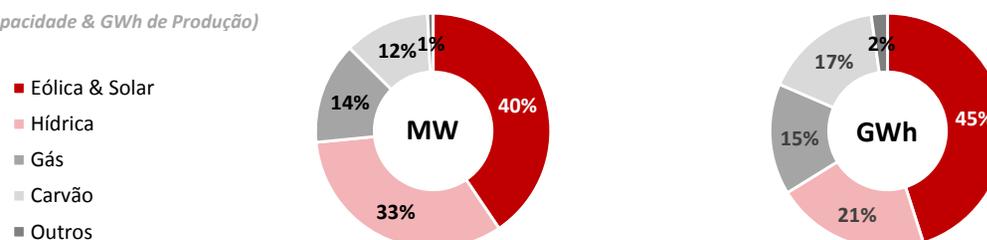
Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Dez-19	Dez-18	Δ MW	Δ %	2019	2018	Δ GWh	Δ %	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Eólico	10.667	11.156	-489	-4%	29.768	28.133	+1.635	6%	8.719	6.620	5.145	7.648	8.356	7.661	5.651	8.100
EUA	5.624	5.242	+382	7%	15.501	14.721	+780	5%	4.455	3.735	2.666	3.865	4.196	4.113	2.975	4.217
Portugal	1.160	1.304	-144	-11%	3.151	2.987	+164	5%	1.064	608	455	860	832	799	549	971
Espanha	1.974	2.312	-337	-15%	5.298	5.164	+134	3%	1.766	1.101	894	1.404	1.621	1.388	893	1.397
Brasil	467	467	-	0%	1.757	1.235	+522	42%	159	262	416	399	314	384	561	499
Resto de Europa (2)	1.212	1.601	-389	-24%	3.264	3.255	+9	0%	1.068	697	541	948	1.160	770	498	835
Resto de Mundo (3)	230	230	-	0%	796	771	+25	3%	208	217	173	173	233	208	174	181
Solar	145	145	-	0%	273	226	+47	21%	43	69	70	44	55	85	85	48
Hídrica	8.785	8.792	-8	0%	14.096	19.296	-5.200	-27%	6.154	5.863	3.189	4.090	4.055	2.748	2.161	5.132
Portugal	6.759	6.767	-8	0%	9.087	12.648	-3.561	-28%	3.790	4.172	2.249	2.437	2.395	1.523	1.539	3.629
Bombagem	2.806	2.806	-	0%	-1.824	-2.438	+614	25%	-636	-329	-130	-1.343	-423	-414	-363	-624
Fio de água	2.408	2.408	-	-	4.099	6.161	-2.062	-33%	1.685	2.424	1.098	954	1.285	615	703	1.497
Albufeira	4.294	4.294	-	-	4.850	6.090	-1.240	-20%	1.940	1.605	1.120	1.425	1.067	880	827	2.076
Mini-hídricas	57	65	-	-	138	397	-259	-65%	165	143	32	58	43	28	10	57
Espanha	426	426	-	0%	880	1.054	-174	-16%	408	370	108	168	274	143	59	404
Brasil	1.599	1.599	-	0%	4.129	5.594	-1.465	-26%	1.956	1.321	832	1.485	1.386	1.081	563	1.099
Gás/ CCGT	3.729	3.729	-	0%	10.183	5.333	+4.851	91%	1.302	846	1.802	1.383	1.315	2.405	3.745	2.719
Portugal	2.031	2.031	-	-	5.837	4.091	+1.746	43%	907	660	1.532	992	768	1.618	2.133	1.318
Espanha	1.698	1.698	-	-	4.346	1.242	+3.104	250%	395	186	270	391	547	786	1.612	1.400
Carvão	3.150	3.150	-	-	10.856	17.471	-6.615	-38%	3.965	3.926	5.260	4.320	3.778	2.645	2.307	2.126
Portugal	1.180	1.180	-	-	4.020	8.067	-4.047	-50%	1.734	1.635	2.431	2.267	1.934	1.221	512	353
Espanha	1.250	1.250	-	-	3.129	5.948	-2.819	-47%	1.045	1.248	1.861	1.794	1.036	837	668	588
Brasil	720	720	-	-	3.707	3.455	+252	7%	1.186	1.043	968	258	807	587	1.127	1.185
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	-	0%	1.223	1.196	+28	2%	331	187	337	340	332	220	337	335
Outros	49	49	-	0%	270	309	-38	-12%	84	82	73	70	82	79	64	46
Portugal	24	24	-	-	163	182	-19	-10%	51	50	41	40	49	46	36	32
Espanha	25	25	-	-	107	126	-19	-15%	32	32	32	30	32	33	28	14
TOTAL	26.681	27.177	-497	-2%	66.670	71.963	-5.294	-7%	20.598	17.593	15.877	17.895	17.974	15.842	14.349	18.505
Do qual:																
Portugal	11.159	11.311	-152	-1%	22.268	27.984	-5.717	-20%	7.548	7.127	6.711	6.598	5.981	5.210	4.772	6.305
Espanha	5.529	5.866	-337	-6%	14.983	14.729	+254	2%	3.976	3.123	3.502	4.128	3.843	3.407	3.597	4.137
Brasil	2.787	2.787	-	0%	9.593	10.285	-691	-7%	3.301	2.626	2.216	2.142	2.507	2.052	2.250	2.783
EUA	5.714	5.332	+382	7%	15.696	14.873	+823	6%	4.486	3.779	2.711	3.896	4.235	4.174	3.035	4.253

Capacidade Instalada por país a Set-19



Detalhe por tecnologia a 2019

(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)	Dez-19	Dez-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)	4.997	4.696	6,4%	+301
EDP Espírito Santo	2.656	2.449	8,4%	+207
EDP São Paulo	2.341	2.247	4,2%	+95
TOTAL	5.031	5.002	0,6%	+28

Redes	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	340.744	339.177	0,5%	+1.567
Portugal	226.823	226.308	0,2%	+515
Espanha	20.766	20.709	0,3%	+57
Brasil	93.155	92.160	1,1%	+995
DTCs (mil)				
Portugal	23	19	18%	+3
Espanha	7	7	0%	-
Contadores Inteligentes (mil)				
Portugal	2.578	1.923	34%	+655
Espanha	666	644	3%	+22

Cientes Ligados (mil)	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6.277	6.226	0,8%	+52
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,2%	+0
Baixa Tensão Especial	37	36	1,9%	+1
Baixa Tensão	6.215	6.164	0,8%	+51
Espanha	668	666	0,3%	+2
Alta / Média Tensão	1	1	0,3%	+0
Baixa Tensão	667	665	0,3%	+2
Brasil	3.524	3.451	2,1%	+73
EDP São Paulo	1.936	1.887	2,6%	+49
EDP Espírito Santo	1.588	1.564	1,5%	+24
TOTAL	10.470	10.343	1,2%	+127

Qualidade de serviço	2019	2018	Δ %	Δ Abs.
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	9,6%	9,6%	-0,6%	-0,1 p.p.
Espanha	3,6%	3,4%	6,6%	0,2 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,1%	8,4%	-3,9%	-0,3 p.p.
Técnicas	5,6%	5,6%	1,0%	0,1 p.p.
Comerciais	2,5%	2,8%	-13,3%	-0,4 p.p.
EDP Espírito Santo	12,5%	11,9%	4,3%	0,5 p.p.
Técnicas	7,9%	7,5%	4,4%	0,3 p.p.
Comerciais	4,6%	4,4%	4,3%	0,2 p.p.
Telecontagem (%)				
Portugal	73%	69%	6%	3,9 p.p.
Espanha	100%	N.A	N.A	N.A.

Electricidade distribuída (GWh)	2019	2018	Δ %	Δ GWh
Portugal	45.589	46.059	-1,0%	-469
Muito Alta Tensão	2.344	2.366	-0,9%	-22
Alta / Média Tensão	21.953	21.996	-0,2%	-43
Baixa Tensão	21.292	21.697	-1,9%	-405
Espanha	8.262	9.360	-11,7%	-1.099
Alta / Média Tensão	6.032	7.110	-15,2%	-1.078
Baixa Tensão	2.229	2.250	-0,9%	-21
Brasil	25.591	25.007	2,3%	+584
Cientes Livres	11.389	11.173	1,9%	+216
Industrial	1.719	1.890	-9,1%	-172
Residencial, Comercial & Outros	12.484	11.943	4,5%	+540
TOTAL	79.442	80.426	-1,2%	-984

(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)			
	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ MW	2019	2018	Δ %	Δ Abs.	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	550	371	48%	+179	3	2	106%	+2	476	357	33%	+119
Espanha	152	152										
Estados Unidos	398	219										
Outros	0	0										
EDP Brasil	551	539	2%	+12	15	1	2136%	+15	465	456	2%	9
Renováveis	551	539										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	10	0%	0	6	9	-27%	-2	328	264	24%	+64
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									2.177	11	-	2.166
TOTAL	1.111	920	15%	+191	25	11	130%	14	3.446	1.088	217%	2.359

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ MW	2019	2018	Δ %	Δ Abs.	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	4.112	4.747	-13%	-636	218	210	4%	8	2.547	2.739	-7%	-191
Ao nível da EDP Renováveis:	2.230	2.781	-20%	-551	148	159	-7%	-11	1.362	1.613	-16%	-252
P. Ibérica	589	851										
América do Norte	1.210	1.210										
Resto da Europa	269	557										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR	1.881	1.966	-4%	-85	70	51	38%	19	1.186	1.125	5%	60
EDP Brasil	1.734	1.734	0%	0	178	151	17%	26	1.267	1.225	3%	+41
Ao nível da EDP Brasil:	598	598	0%	0	35	33	7%	2	246	259	-5%	-13
Hídrica	598	598										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.137	1.137	0%	0	142	118	20%	24	1.021	967	6%	54
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	119	118	0%	+0	-8	-4	101%	-4	-40	-32	26%	-8
TOTAL	5.965	6.501	-8%	-536	388	357	9%	31	3.774	3.932	-4%	-158

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Dez-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	-49%	0
EDP Brasil	134	115	16%	19
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	774	870	-11%	-96
TOTAL	908	985	-8%	-78

(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;

Desempenho de Sustentabilidade

Métricas Ambientais	2019	2018	Δ %
Capacidade instalada renovável (%)	73%	74%	-1%
Certificação ISO 14001 (%)	96%	96%	0%
Emissões			
Emissões CO2 específicas (g/KWh) (1)	216	257	-16%
Emissões GEE Scope 1 (ktCO2eq) (2)	14.363	18.429	-22%
Combustão estacionária	14.338	18.404	-22%
Emissões SF6	9,27	10,35	-10%
Frota Automóvel	15,17	15,17	0%
Consumo de gás natural	0,04	0,19	-79%
Emissões GEE Scope 2 (ktCO2eq) (2)	846	602	41%
Consumos de en. eléctrica em edifícios	0,80	1,83	-56%
Perdas de energia eléctrica na distribuição	824	577	43%
Auto-consumo centrais renováveis	21	23	-6%
Emissões NOx (kt)	10,80	14,26	-24%
Emissões SO2 (kt)	16,31	21,25	-23%
Emissões de Partículas (kt)	1,66	2,05	-19%

Recursos Naturais	2019	2018	Δ %
Consumo de energia primária (Tj) (3)	184.903	221.634	-17%
Resíd. encaminhados para destino final (t)	229.441	349.329	-34%
Consumo espec. de água doce (m3/GW) (4)	254	257	-1%

Matérias ambientais (€ mil)	2019	2018	Δ %
Investimentos	88.317	68.987	28%
Gastos	265.880	195.495	36%

Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	2019	2018	Δ %
	4	3	18%

Mobilidade Sustentável	2019	2018	Δ %
Electrificação da frota ligeira (%)	9,0%	7,5%	20%
Pontos de carregamento eléctrico (#)	772	385	101%
Clientes com soluções de mobilid. Eléct. (#)	10.100	5.546	82%

Métricas Sociais	2019	2018	Δ %
------------------	------	------	-----

Emprego	2019	2018	Δ %
Colaboradores (#)	11.660	11.631	0%
Colaboradores femininos (%)	25%	25%	1%
Índice de rotatividade ou turnover (%)	10,51%	10,32%	2%

Formação	2019	2018	Δ %
Total de horas (h)	400.448	398.394	1%
Colaboradores com formação (%)	97%	100%	-2%
Investimento directo com formação (€ mil)	3.756	4.043	-7%

Prevenção e Segurança	2019	2018	Δ %
Acidentes EDP (5)	29	29	0%
Acidentes Prest. de Serv. Externos (PSE) (5)	82	106	-23%
Acidentes mortais EDP	0	2	-100%
Acidentes mortais PSE	2	5	-60%
Índice Frequência EDP	1,50	1,36	11%
Índice Frequência PSE	1,84	2,50	-26%

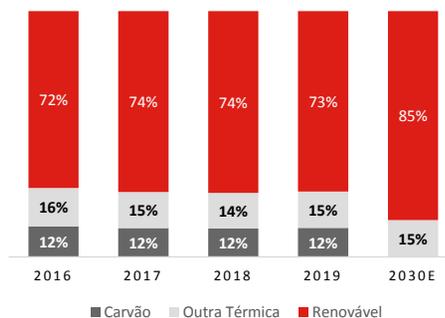
Métricas Económicas	2019	2018	Δ %
---------------------	------	------	-----

Valor Económico Gerado (€ milhões)	2019	2018	Δ %
	15.438	16.308	-5%
Distribuído	13.214	14.471	-9%
Acumulado	2.224	1.837	21%

Economia baixo carbono	2019	2018	Δ %
EBITDA em Renováveis (%)	62%	66%	-6%
CAPEX em Renováveis (%)	51%	66%	-23%

Novas oportunidades de negócio	2019	2018	Δ %
Contadores inteligentes na P.Ibérica (%)	48%	38%	25%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	7%	9%	-22%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (€ mil)	169.391	151.468	12%

Mix de Capacidade Instalada



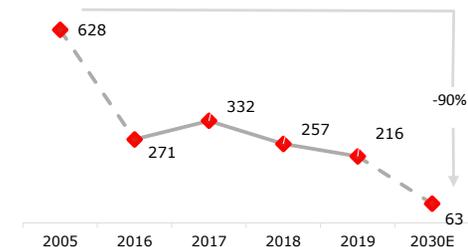
Ratings	Escala	2019 *	Posição **
SAM ESG Ratings (DJSI)	[0-100]	90	1º
FTSE Russel (FTSE4Good)	[0-5]	4,7	Top 5
VigeoEiris (Euronext Vigeo)	[0-100]	68	1º
ISS-OEKOM (GCI)	[D ⁻ -A ⁺]	B-	n.a.
Sustainalytics (STOXX ESG)***	[100-0]	22,1	13º
MSCI Reserch (MSCI ESG)	[CCC-AAA]	AAA	n.a.
CDP	[D ⁻ -A]	A-	n.a.
Ethisphere	S/N	Sim	n.a.

* Os ratings são independentes e, como tal, não deve haver lugar a comparações.
 A avaliação acima refere-se a 2018, com excepção para a da SAM que respeita a 2019.
 ** Peers comparáveis. Relativamente à SAM e à VIGEOEiris, excluem-se as empresas que gerem redes de transmissão.
 *** A classificação de risco ESG da Sustainalytics fornece uma medida quantitativa de risco ESG não gerido e distingue entre cinco níveis de risco: insignificante, baixo, médio, alto e grave. A escala de classificação varia de 0 a 100, sendo 100 a mais grave.

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

- (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) A série foi revista de acordo com a actualização da GRI 303.
- (5) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais.

Emissões Específicas de CO₂ (g/kWh)



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.

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
- 25-Jun:** EDP acorda venda de €470 milhões em securitização de défice tarifário em Portugal
- 08-Jul:** EDP assegura acordo CAE de 126 MW no Brasil
- 29-Jul:** EDP anuncia transacção de rotação de activos eólicos no Brasil, no valor de R\$1,2MM
- 30-Jul:** EDP conclui transacção de rotação de activos na Europa por €808 milhões
- 6-Ago:** ANEEL aprova termos regulatórios na EDP Espírito Santo para 2019-2022
- 7-Ago:** EDP alcança novo CAE para projecto solar de larga escala com sistema de baterias nos EUA
- 30-Ago:** EDP assegura projecto solar de 142 MW em Portugal
- 10-Set:** EDP emite "Green bond" de €600 milhões a 7 anos
- 19-Set:** Decisão da Autoridade da Concorrência por alegado abuso de posição dominante
- 30-Set:** EDP estabelece com sucesso novo acordo "Tax Equity" para 405 MW nos EUA
- 30-Set:** EDP alcança novo CAE para 100 MW no México
- 16-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica em 2020
- 22-Out:** ANEEL aprova termos tarifários na EDP São Paulo para 2019-2023
- 23-Out:** EDP entra no Mercado Colombiano de energia eólica com dois contratos de 15 anos
- 24-Out:** EDP estabelece acordo de build and transfer para projecto eólico de 302 MW nos EUA
- 25-Out:** EDP assegura CAE de 200 MW para novo projecto solar nos EUA
- 29-Out:** EDP expande presença solar nos EUA, com participação de 50% em portfólio de 278 MW
- 30-Out:** Proposta da Joint Venture da EDP assegurou contrato eólico offshore em Massachusetts
- 31-Out:** CNIC notifica diminuição de participação qualificada na EDP
- 28-Nov:** EDP assegura acordo CAE para novo projecto eólico no Brasil
- 19-Dez:** EDP vende 6 centrais hídricas em Portugal por €2,2 mil milhões
- 19-Dez:** Perda de competitividade de centrais a carvão gera custo extraordinário de €0,3 MM em 2019
- 19-Dez:** EDP assegura contrato para 307 MW no leilão polaco de energia renovável

EDP em bolsa	YTD ¹	52W 19-02-2020	2019
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	4,926	4,926	3,864
Máximo	4,987	4,987	3,918
Minímo	3,785	3,089	2,986
Média	4,318	3,606	3,432
Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
Volume de negócios (€ Milhões)	1.324	6.778	6.018
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	38	26	24
Volume transaccionados (milhões de acções)	307	1.880	1.753
Volume médio diário (milhões de acções)	8,764	7,343	6,876

Dados Acções EDP (milhões)	2019	2018	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

(1) 1/Jan/2020 até 19/Fev/2020