



1S20

Resultados

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

Lisboa, 3 de Setembro de 2020

Dados-chave Operacionais	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW) Peso de Renováveis (1)	26.750 74%	27.262 74%	-2% -	-511 0p.p.
Produção (GWh) Peso de Renováveis (1)	31.992 80%	33.816 68%	-5% -	-1.824 13p.p.
Emissões específicas de CO2 (g/KWh)	96	221	-57%	-125
Cientes fornecidos (mil contractos)	11.374	11.401	-0%	-27
Cientes ligados (mil contractos)	10.508	10.390	1%	+118

No primeiro semestre de 2020, o resultado líquido da EDP caiu 22% face ao período homólogo para €315M, impactado pela forte redução de consumo de electricidade nos seus principais mercados, sobretudo durante os períodos de confinamento impostos para combater a propagação da pandemia COVID-19, que coincidiram com a maior parte do segundo trimestre. O volume de electricidade comercializada na Península Ibérica baixou 7% e o consumo de electricidade de clientes das distribuidoras no Brasil caiu 8%. Adicionalmente, a deterioração das condições de mercado Ibérico de electricidade neste segundo trimestre, nomeadamente a redução da procura e o aumento do custo das licenças de emissão de CO₂, justificaram a **decisão de antecipação do encerramento das centrais a carvão de Sines para 2021, que implicou a contabilização de um custo extraordinário de €130M (€89M após impostos)**. Este enquadramento justificou um resultado líquido negativo de €32M, no 1S20 em Portugal, no seguimento de 2 anos consecutivos de prejuízos nas actividades convencionais no mercado doméstico.

Ao longo deste semestre estivemos fortemente empenhados na resposta à COVID-19 e no apoio aos nossos clientes, colaboradores, stakeholders e comunidade. Nesta nova fase de contenção da pandemia a EDP continuará a tomar medidas de protecção da segurança dos seus colaboradores, parceiros e clientes através de uma aposta estrutural na digitalização, na componente de trabalho remoto e nos novos serviços da transição energética.

Demonstração de Resultados (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.657	2.601	2%	+56
OPEX	724	745	-3%	-21
Outros custos operacionais (Líqu.)	68	(52)	-	+120
Custos Operacionais	791	693	14%	+99
Joint Ventures e Associadas (2)	5	12	-59%	-7
EBITDA	1.871	1.921	-3%	-50
EBIT	1.052	1.180	-11%	-128
Resultados financeiros	(368)	(371)	1%	+3
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	197	203	-3%	-7
Interesses não controláveis	173	201	-14%	-28
Resultado líquido (accionistas da EDP)	315	405	-22%	-90

O resultado líquido recorrente aumentou 8%, para €509M, suportado pela normalização dos recursos hídricos na Península Ibérica (comparativamente com o primeiro semestre de 2019 extremamente seco) e pela política de cobertura de riscos em mercados energéticos, com resultados positivos decorrentes da elevada volatilidade verificada no período. Estes efeitos mais do que compensaram a desvalorização do real brasileiro face ao euro (-20% em termos médios) e, os recursos eólicos 9% abaixo da média de longo prazo para o portefólio do grupo EDP e menores ganhos com rotação de activos renováveis no 1S20.

O EBITDA diminuiu 3% para €1.871M no 1S20. Excluindo efeitos cambiais, o EBITDA manteve-se estável em termos homólogos.

Nas energias renováveis, nos últimos 12 meses, a EDP instalou +1,0 GW de capacidade eólica e solar nos EUA, Europa e Brasil. Desde o início de 2019 a EDP celebrou contratos a longo prazo para venda da energia a produzir por 6,0 GW de novos projectos de energia eólica e solar com entrada em operação prevista entre 2019-2022, cobrindo **84% do objetivo de crescimento** para este período. Na energia eólica *offshore*, foi constituída a joint-venture 50/50 entre a EDP e a Engie, 'Ocean Winds', que contribuiu com um ganho de €145M neste 1S20 resultante da valorização dos activos aportados por cada um dos parceiros.

Nas redes de electricidade, o crescimento concentrou-se no Brasil: na transmissão, apesar da paralisação temporária das obras, o último trecho do lote 11, no estado do Maranhão, foi concluído no início de agosto, com 12 meses de antecipação frente ao prazo regulatório. O EBITDA da actividade das redes de distribuição Ibéricas foi penalizado pela redução das taxas de retorno reguladas (para 6,0% em Espanha e 4,86%, antes de CESE, em Portugal).

No segmento de clientes e gestão de energia, os resultados foram suportados por uma boa performance da nossa actividade de gestão de energia na Península Ibérica, especialmente no 1T20, que mitigou a forte redução dos níveis de utilização das centrais térmicas. **O portefólio de clientes** manteve-se relativamente estável com crescimento de **novos serviços focados na transição energética**, com destaque para o solar distribuído em Portugal, Espanha e Brasil.

Dados-chave de Performance (€ M)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (4)	1.893	1.921	-1%	-27
Renováveis	1.163	1.269	-8%	-106
Redes	440	473	-7%	-34
Clientes & Gestão de energia	309	210	47%	+98
Outros	(19)	(32)	42%	+14
Resultado líquido recorrente (4)	509	470	8%	+39

Os resultados financeiros no 1S20 melhoraram 1%, face ao período homólogo. Excluindo o custo extraordinário com recompra da emissão híbrida, os juros financeiros líquidos melhoraram 20%, com um impacto positivo da **redução do custo médio de dívida para 3,3% (-70pb em termos homólogos)**.

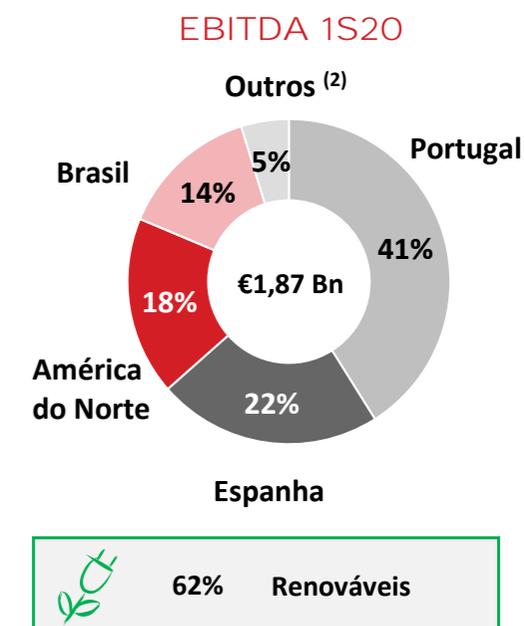
A Junho de 2020, a dívida líquida totalizava €14,1 MM, mantendo-se em linha com Junho de 2019 e 2% acima de Dezembro de 2019. O cash flow recorrente orgânico cresceu 51% para €1,0 MM no 1S20, essencialmente explicado pela queda de juros suportados e de menores pagamentos a TEIs e minoritários. Os investimentos de expansão foram €0,8MM, sendo as renováveis responsáveis por 87% do CAPEX de expansão. O rácio de endividamento Dívida Líquida Ajustada/EBITDA no 1S20 foi de 3,7x, baixando dos 4,1x verificados no Jun-19 e ligeiramente dos 3,6x do ano de 2019.

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	14.083	13.827	2%	+256
Dívida líquida /EBITDA (x) (5)	3,7x	3,6x	2%	0,1x

Em Julho, acordámos a aquisição da Viesgo por um EV de €2,7 MM, incluindo uma parceria com o Grupo Macquarie para o negócio de distribuição de electricidade em Espanha e a aquisição de 0.5 GW de capacidade eólica em Espanha e Portugal por um valor de €565M, o que representa um múltiplo EV/MW de €1,1M. Adicionalmente, anunciamos duas transacções de rotação de activos renováveis desde Julho com EV total de €1,1MM: em Espanha, venda de 242MW com um EV/MW de €2,1M; nos EUA, venda de 80% de 563MW por um EV/MW de USD2,1M à data de comissionamento.

(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) Detalhes na pág. 27; (3) CESE: Contribuição extraordinária do sector de energia; (4) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); (5) Líquido de activos regulatórios; Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros) e efeito temporário de antecipação de venda de défice tarifário.

EBITDA (€ M)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	2T YoY		
													Δ %	Δ Abs.	
Renováveis	1.163	1.269	-8%	-106	559	710	396	631	549	614				-13%	-96
Eólica & Solar	793	965	-18%	-172	387	578	256	431	340	453				-22%	-125
Hídrica - P. Ibérica	304	205	48%	+99	112	93	109	151	177	127				37%	34
Hídrica - Brasil	66	99	-34%	-33	60	39	31	50	32	34				-14%	-5
Redes	440	473	-7%	-34	242	231	278	246	237	203				-12%	-28
P. Ibérica	317	339	-6%	-22	165	173	159	134	161	156				-10%	-17
Brasil	123	135	-9%	-12	77	58	118	113	76	47				-18%	-11
Clientes & Gestão de energia	287	210	36%	+76	117	94	77	192	203	84				-11%	-10
P. Ibérica	228	145	57%	+83	85	60	45	150	167	60				1%	1
Brasil	60	65	-9%	-6	32	34	32	43	36	24				-30%	-10
Outros	(19)	(32)	42%	+14	9	(41)	4	(15)	(9)	(10)				-	31
EBITDA consolidado	1.871	1.921	-3%	-50	927	994	755	1.055	980	891				-10%	-102
- Ajustamentos (1)	(22)	-	-	-	-	-	-	(3)	0	(22)				-	-22
EBITDA Recorrente	1.893	1.921	-1%	-27	927	994	755	1.058	980	914				-8%	-80



O EBITDA no 1S20 totalizava €1.871M (-3% ou -€50M em termos homólogos) reflectindo o efeito adverso da taxa de câmbio (-€57M devido à depreciação de 20% do Real face ao Euro), e -€22M relacionado com o encerramento antecipado das centrais a carvão na P. Ibérica. O EBITDA recorrente totaliza €1.893M. Excluindo o efeito deste custo extraordinário e cambial, o EBITDA cresceu 2% em termos homólogos.

Renováveis (62% do EBITDA, €1.163M no 1S20) – o EBITDA apresentou um decréscimo de 8% em termos homólogos, o efeito positivo associado à recuperação de recursos hídricos (+40 p.p. para 4% abaixo da média histórica em Portugal) em conjunto com a nossa estratégia de *hedging* possibilitou um incremento de €99M em termos homólogos no EBITDA. No entanto este efeito foi supresso pela desconsolidação de activos eólicos vendidos (-€87M), ganhos inferiores relativamente à nossa estratégia de *asset rotation* neste período (-€74M em termos homólogos), recursos eólicos fracos comparativamente com o período homólogo (9% abaixo da média histórica), pelo impacto negativo da taxa de câmbio, (-€12M). Na situação particular do Brasil, este ainda foi afectado pelo impacto da nossa estratégia de alocação e pelo panorama desfavorável da evolução do GSF e do PLD.

Redes Reguladas (23% do EBITDA, €440 no 1S20) – O EBITDA decresceu 7% em termos homólogos, reflectindo (i) a depreciação do Real Brasileiro face ao Euro de 20%; (ii) em Portugal, a evolução da *yield* associados às obrigações de tesouro a 10 anos nos últimos 12 meses, com níveis em 2020 bastante próximos de mínimos históricos (durante o período de 10 anos), impulsionado um decréscimo de 40bps em termos homólogos, em relação à taxa de retorno dos activos; (iii) No Brasil, o crescimento foi suportado pela implementação de projectos de transmissão, e pelas revisões de tarifas em relação à distribuição de negócio no 2S19, que por sua vez foi mitigado pelo impacto negativo da pandemia. Em relação a Espanha é importante referir que o EBITDA 1S20 de €70M, já contabiliza os termos regulatórios aprovados para 2020-2025, e o pior cenário relativamente à decisão mais recente do tribunal sobre a *Lesividad*.

Clientes e Gestão de Energia (15% do EBITDA, €287M no 1S20) – o EBITDA aumentou 36% em termos homólogos (+€76M vs 1S19), estimulado sobretudo por um forte desempenho das actividades de Gestão de Energia na P. Ibérica, uma vez que a nossa estratégia de *hedging* permitiu um incremento nos resultados que teve um efeito superior face à menor produção das centrais térmicas. No 2T20, o confinamento imposto em Portugal e Espanha, provocou um decréscimo no consumo de electricidade (-7% face ao período homólogo), nomeadamente no sector B2B (-14%), o que impactou negativamente os segmentos de comercialização e gestão de energia, face ao 1T20, o EBITDA da comercialização na P. Ibérica caiu €7m face ao período homólogo. **No Brasil**, o EBITDA reflectiu essencialmente a depreciação do Real face ao Euro (-€14M), enquanto a performance da moeda local era motivada pela performance mais fraca do segmento de gestão de energia e pela contribuição estável de Pecém durante o 1S20 em termos homólogos (Central com CAEs baseado na sua disponibilidade, em conjunto com a manutenção programada para 1T20).

(* *Items extraordinários: (i) No 1S20, -€22m custo relacionado com o encerramento antecipado das centrais a carvão na P. Ibérica.*

Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	2T YoY	
										Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.871	1.921	-3%	-50	994	755	1.055	980	891	-10%	-102
Provisões	51	5	-	+46	1	92	4	16	35	2501%	+34
Amortizações e imparidades exercício	768	735	4%	+32	362	358	672	367	401	11%	+39
EBIT	1.052	1.180	-11%	-128	631	305	378	597	455	-28%	-176
Juros financeiros líquidos	(301)	(306)	2%	+6	(151)	(152)	(139)	(178)	(123)	19%	+28
Custos financeiros capitalizados	26	21	25%	+5	12	11	15	12	14	18%	+2
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(99)	(105)	6%	+6	(52)	(48)	(51)	(49)	(50)	3%	+2
Diferenças de câmbio e derivados	(16)	(17)	6%	+1	(11)	1	(3)	(5)	(11)	-3%	-0
Outros ganhos e perdas financeiros	22	37	-40%	-15	18	13	53	13	9	-48%	-9
Resultados Financeiros	(368)	(371)	1%	+3	(185)	(175)	(124)	(206)	(162)	12%	+23
Resultados antes de Impostos	684	810	-15%	-125	446	130	254	391	293	-34%	-153
IRC e Impostos Diferidos	134	137	-2%	-2	38	9	80	92	42	10%	+4
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>20%</i>	<i>17%</i>	<i>0%</i>	<i>-</i>	<i>9%</i>	<i>7%</i>	<i>32%</i>	<i>24%</i>	<i>14%</i>		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	62	67	-6%	-4	(0)	1	1	63	(0)	23%	+0
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	173	201	-14%	-28	104	65	121	90	83	-20%	-21
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	315	405	-22%	-90	305	55	51	146	169	-45%	-136

O total de **provisões** registadas, reflecte essencialmente o encerramento antecipado das nossas centrais a carvão na Península Ibérica, comunicado recentemente (€30M não recorrente no 2T20).

As amortizações e imparidades aumentaram 4% em termos homólogos para €768M no 1S20, devido principalmente ao registo de uma imparidade de €77M relativa à central a carvão de Sines e à nova capacidade instalada, que foi parcialmente mitigada pela desconsolidação de activos alienados e detidos para venda (~€40M) e pelo impacto cambial (-€13M).

Os Juros Financeiros Líquidos suportados melhoraram, totalizando -€301M no 1S20 (-2% em termos homólogos), impactados pelo custo extraordinário de €57M relacionado com a recompra da obrigação híbrida de €750M, com um cupão de 5,4%. Excluindo este custo extraordinário, os juros financeiros líquidos melhoraram 20% face ao período homólogo para -€244M no 1S20, impulsionado pela queda de 70bps em termos homólogos do custo médio da dívida para 3,3% (vs. 4,0% no 1S19). Esta queda foi motivada pela gestão proactiva de dívida efectuada nos últimos trimestres e queda das taxas de juro, em particular no Brasil ao longo do ano passado. **"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo** recuou 6% em termos homólogos para -€99M no 1S20, reflectindo o declínio do valor médio no período do passivo com parcerias institucionais. Os **custos financeiros capitalizados** totalizaram €26M no 1S20, e estão maioritariamente associados à transmissão no Brasil e capacidade renovável em construção.

Os impostos sobre o rendimento ascenderam a €134M, representando uma taxa efectiva de imposto de 20% no 1S20, impactada por ganhos específicos no 2T20 com a nossa estratégia de rotação de activos e operações renováveis na América do Norte.

Os interesses não-controláveis decresceram 14% em termos homólogos para €173M no 1S20, incluindo €122M relativos à EDPR e €55M relativos à EDP Brasil. Este decréscimo é essencialmente justificado pelo decréscimo de 14% do resultado líquido da EDP Brasil devido a depreciação do Real Brasileiro e pela alterações de perimetro de consolidação na EDPR (detalhes página 27).

Em suma, o resultado líquido totalizou €315M no 1S20, recuando 22% (ou -€90M) em termos homólogos. Ajustado para efeitos não recorrentes(-€194M*), **o resultado líquido recorrente aumentou 8% em termos homólogos para €509M no 1S20**, uma vez que os fortes resultados provenientes do segmento de gestão de energia na Península Ibérica, a melhoria dos recursos hídricos e a *performance* sólida em termos de resultados financeiros; mais do que mitigaram o impacto no resultado líquido da nossa participação de 51% na EDP Brasil da depreciação no Real, e o impacto derivado do *lockdown* impostos devido ao Covid-19.

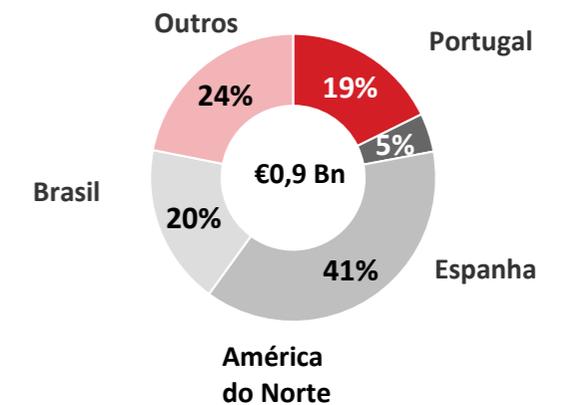
(* *Impacto de eventos não recorrentes ao nível do resultado líquido: (i) -€65M no 1S19, relacionado com a contribuição extraordinária sobre o sector energético; (ii) -€194M no 1S20, incluindo custos de gestão do passivo (-€45M), provisões e imparidades relativas às centrais a carvão na Península Ibérica (-€89M), e a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€61M).*

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

Invest. Operacional (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Expansão	732	557	31%	+175
Renováveis	591	384	54%	+208
Redes	128	172	-26%	-44
Outros	13	2	-	+11
Manutenção	188	268	-30%	-81
Renováveis	9	13	-32%	-4
Redes	132	192	-31%	-60
Outros	46	63	-27%	-17
Investim. Operacional Consolidado	920	825	11%	+94

	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20
Expansão	222	335	351	816	341	391		
Renováveis	158	226	212	525	271	320		
Redes	63	108	136	278	65	63		
Outros	1	1	3	13	5	8		
Manutenção	122	146	105	161	84	103		
Renováveis	5	8	11	22	5	4		
Redes	91	101	59	75	57	75		
Outros	26	37	35	64	23	24		
Investim. Operacional Consolidado	344	481	456	977	425	494		

CAPEX 1S20



65% do Investimento é Renovável

Actividade Líquida Expansão (€ M)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	732	557	31%	+175
Investim. Financeiro	335	260	29%	+75
Encaixe de Rotação de activos	(477)	-	-	-477
Encaixe Parcerias Institucionais	(132)	0	-	-133
Aquisições e Alienações	(7)	25	-	-32
Outros (1)	347	409	-15%	-63
Investimento Líq. de Expansão	798	1.252	-36%	-454

O investimento consolidado totalizou €920M no 1S20, 94% dos quais dedicados aos segmentos de Renováveis e de Redes. A expansão da EDP é inteiramente focada em Renováveis (80%), e em Redes.

Os investimentos financeiros no 1S20 (€335M) foram focados no segmento renovável, nomeadamente projectos eólicos *offshore* e *onshore*.

O investimento operacional de manutenção (€188M no 1S20) centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas (70% do total), nomeadamente na Península Ibérica, onde iniciativas relacionadas com digitalização e contadores inteligentes continua. Actualmente, 52% dos pontos de ligação, na Península Ibérica são pontos com contadores inteligentes (+3p.p. face ao 1T20).

O investimento em expansão (incluindo investimentos financeiros) concentrou-se nas renováveis em termos globais (87%) e nas redes no Brasil (12%):

1) €926M de investimento dedicado a nova capacidade renovável, distribuído entre a América do Norte (c. 52%), Europa (c. 41%) e América Latina (c. 7%). (detalhes na página 10).

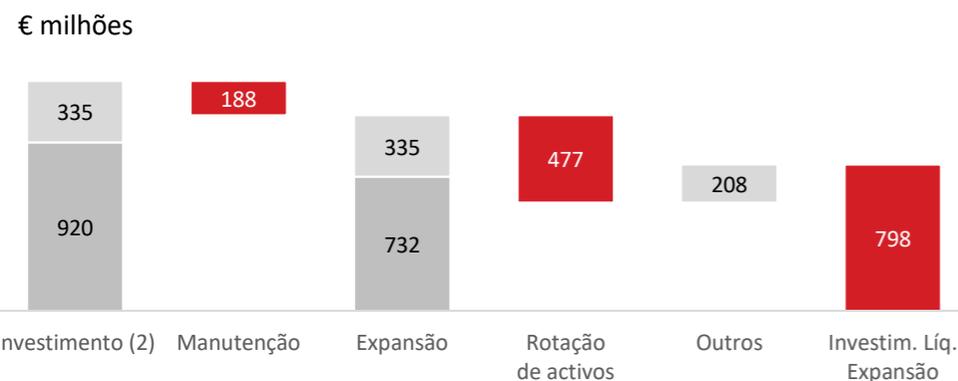
2) €128M de investimento em redes no Brasil (-26% em termos homólogos), dedicado à construção de linhas de transmissão (71% taxa de conclusão) e à expansão da rede de distribuição. O investimento em CAPEX no Brasil foi particularmente baixo, devido a atrasos relacionados com a necessidade de garantir a segurança dos trabalhadores dado o contexto de pandemia e o efeito significativo da depreciação do Real (-€32M em termos homólogos). No entanto os investimentos relacionados com as linhas de transmissão e a redução de perdas específicas na distribuição foram retomados e continuam adiantados, em relação ao calendário.

No 1S20, receitas provenientes da nossa estratégia de rotação de activos, totalizaram €477M, incluem a transferência de activos eólicos *Offshore* para a recente JV com a Engie (€222M), e a conclusão da alienação de 137MW no Brasil (Babilónia), anunciada em 2019 (€254M).

Em conclusão, o investimento líquido de expansão totalizou €798M no 1S20, reflectindo (i) a aceleração do nível actividade de construção antecipado no nosso *Strategic Update* (€1.067M, +31% em termos homólogos), principalmente nos Estados Unidos da América e na Europa; que por sua vez foi parcialmente compensado pelas receitas provenientes da aplicação da nossa estratégia de rotação de activos (€477M), e pelas receitas geradas a partir de parcerias de *tax equity* (€133M).

Por fim, desde Dez-19 a EDP tem vindo a reformular o seu portfólio de forma a melhorar o perfil de risco da empresa e a cristalizar valor, de acordo com os objectivos que foram estabelecidos a Mar-19 através: (i) da alienação de um portefólio hídrico de 1,7GW, em Portugal e da venda de 2 centrais CCGTs (843MW) da carteira de B2C (1,2M de clientes) em Espanha, com um EV combinado avaliado em €2,7MM e um EV/EBITDA implícito de 14x; a par (iii) da aquisição de um portefólio constituído essencialmente por redes e renováveis (0.5GW líquidos), em Espanha, por um EV de €2,7MM e um EV/EBITDA implícito de 11,8x.

Actividade de investimento em 1S20



(1) Inclui 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.

Evolução da Dívida Líquida em 1S20



O fluxo de caixa orgânico recorrente atingiu €1,0MM no 1S20, devido à normalização dos recursos hídricos, resultados sólidos com a gestão de energia, bem como taxas de juro mais baixas. O fluxo de caixa orgânico recorrente traduz 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).

O investimento de manutenção (incluindo pagamentos a fornecedores de activos fixos) totalizou €244M neste período, relacionado principalmente com o negócio de redes, apesar de algumas restrições específicas de construção, em particular no Brasil, onde ainda se fez sentir o efeito da depreciação do Real face ao Euro.

O investimento de expansão totalizou €798M no 1S20, reflectindo: (i) aceleração da actividade de construção (para €732M) dedicada à construção de capacidade renovável e Brasil (detalhes página 5); que foi parcialmente compensada pela (ii) maior contribuição dos recebimentos de rotação de activos, totalizando €477M no período e (iii) proveitos de parcerias internacionais nos EUA, de €133M provenientes de dois parques eólicos que totalizam 175 MW.

Os activos regulatórios (incluindo juros) aumentaram €281M no 1S20, influenciados principalmente por Portugal, devido a desvios inesperados vs. os pressupostos relativos aos preços de electricidade e CO₂ estabelecidos pela ERSE. Esta variação dos activos regulatórios líquida do efeito temporário da venda antecipada de défice tarifário de 2020 (+0,3MM), tem um impacto próximo de nulo na dívida líquida.

A 14 de Maio de 2020, a EDP efectuou o pagamento anual de dividendos num total de €691M (€0,19/acção), em linha com os últimos anos.

As variações cambiais resultaram num decréscimo de €340M na dívida financeira líquida no 1S20, justificado principalmente pela depreciação do Real Brasileiro face ao Euro (-26% YTD para uma taxa EUR/BRL de 6,11 a 30 de Junho).

A rubrica Outros inclui +€0,2MM de impactos extraordinários no 1S20 que inclui o efeito temporário da venda antecipada de défice tarifário de 2020 acima mencionado (+€0,3MM), os custos extraordinários com a gestão do passivo (€57M) e o pagamento da CESE de 2019 (€68M).

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €0,3MM no 1S20 (+2% YTD), para €14,1MM a Jun-20.

Em Agosto de 2020, a EDP concluiu a emissão de novas acções no valor de €1MM, que juntamente com as receitas provenientes da alienação de um portefólio em Espanha (2 CCGT e o nosso portefólio B2C valorizado aproximadamente em €0,5MM), irá financiar parcialmente a aquisição da Viesgo à MIRA por €2,7MM. Estas operações, juntamente com a alienação do portefólio hídrico em Portugal anunciado a Dez-19 (€2,2MM), têm conclusão esperada para o 4T20.

A Jul-20 a EDP vendeu 23,4% do défice tarifário de 2020 pelo valor de €273M. Este défice tarifário resulta do diferimento por 5 anos da recuperação do sobrecusto de 2020 com a aquisição de energia aos produtores em regime especial (incluindo os ajustamentos de 2018 e 2019).

Adicionalmente, foram recentemente anunciadas duas transacções de rotação de activos renováveis com um valor total de €1,1MM: em Espanha, venda de 242MW com idade média de 9 anos por um EV/MW de €2,1M; nos EUA, venda de posição de 80% em 563MW por um EV/MW de USD2,1M à data de comissionamento.

Mapa de Fluxos de Caixa (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (2)	1.413	1.422	-1%	-10
EBITDA recorrente	1.889	1.921	-2%	-32
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(476)	(498)	4%	+22
Investimento Operacional em Manutenção (3)	(244)	(329)	26%	+85
Juros financeiros líquidos pagos	(218)	(286)	24%	+68
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(18)	(64)	73%	+47
Outros	61	(86)	-	+147
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	994	658	51%	+336
Expansão	(798)	(1.252)	36%	+454
Capex de Expansão	(732)	(557)	-31%	-175
Investimentos Financeiros	(335)	(260)	-29%	-75
Recebimentos de Rotação de Activos	477	-	-	+477
Aquisições e alienações	7	(25)	-	+32
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	132	(0)	-	+133
Outros	(347)	(409)	15%	+63
Variação de Activos Regulatórios	(281)	(79)	-254%	-202
Dividendos pagos a Accionistas EDP	(691)	(691)	0%	-0
Variações Cambiais	340	(38)	-	+379
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	180	839	-79%	-659
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(256)	(563)	55%	+307
Taxa de câmbio - Final de período	1S20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD	1,12	1,12	0%	+0
BRL/EUR	6,11	4,52	-26%	-2

(1) Inclui variações nos activos regulatórios, impacto cambial, one-offs e outros; (2) Excluindo Activos Regulatórios; (3) Investimento operacional de manutenção inclui investimento em fundo de maneio relacionado com fornecedores de activos fixos.

Activo (€ Milhões)	Jun vs. Dez		
	Jun-20	Dez-19	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	18.944	19.676	-732
Activos sob direito de uso	831	829	+3
Activos intangíveis	3.790	4.224	-433
Goodwill	1.878	2.120	-242
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	4.273	3.525	+747
Impostos, correntes e diferidos	1.646	1.889	-243
Inventário	305	368	-63
Outros activos, líquido	7.600	8.127	-527
Depósitos colaterais	51	61	-11
Caixa e equivalentes de caixa	1.376	1.543	-167
Total do Activo	40.693	42.362	-1.669

Capital Próprio (€ Milhões)	Jun-20	Dez-19	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.087	8.858	-772
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	3.487	3.774	-287
Total do Capital Próprio	11.574	12.632	-1.058

Passivo (€ Milhões)	Jun-20	Dez-19	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.585	16.571	+14
Médio e longo prazo	13.476	13.125	+352
Curto prazo	3.109	3.447	-338
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.211	1.312	-100
Passivo com invest. institucionais nos EUA	1.340	1.287	+53
Provisões	1.029	1.053	-23
Impostos, correntes e diferidos	977	1.121	-144
Proveitos diferidos de invest. institucionais	1.014	1.003	+12
Outros passivos, líquido	6.962	7.384	-422
Total do Passivo	29.119	29.730	-610

Total do Capital Próprio e Passivo	40.693	42.362	-1.669
---	---------------	---------------	---------------

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Jun-20	Dez-19	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.211	1.312	-100
Pensões	576	631	-55
Actos médicos e outros	635	681	-45
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-410	-404	-6
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	802	908	-106

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Jun-20	Dez-19	Δ Abs.
Activos Regulatórios	657	370	+287
Portugal	646	366	+280
Brasil(1)	11	4	+7
Ajustamento "Fair value" (+)	-	-	-
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-203	-115	-88
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	453	255	+199

O montante total de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €1,2MM vs. Dez-19 para €22,7MM a Jun-20, como consequência das variações desfavoráveis da taxa de câmbio (-€0,6MM), e a conversão de activos para alienação (-€0,5MM vs. Dez-19). Em Jun-20 encontravam-se em progresso projectos que totalizavam €2,3MM (10% de activos tangíveis e intangíveis consolidados): 83% EDPR, 2% EDP Brasil e os remanescentes 15% da Península Ibérica.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquida de passivos** (Incl. Instrumentos de Capital Próprio a Justo Valor) é €4,3MM a Jun-20, devido essencialmente à contabilização durante o 1S20 do portefólio de Centrais CCGT e clientes B2C, em Espanha, (comunicado a Mai-20) e de um portefólio de activos eólicos, na Europa, como "activos para venda". A influência das variações da taxa de câmbio contrariou parcialmente o efeito previamente mencionado. Os investimentos financeiros totalizavam €1,1MM (detalhes página 27).

Os impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos decresceram €0,1MM vs. Dez-19, para €0,7MM a Jun-20. O montante em '**Outros activos, líquidos**' sofreu um decréscimo de €0,5MM vs. Dez-19 para €7,6MM a Jun-20 principalmente pela depreciação do BRL, em relação ao EUR.

Os capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP diminuíram €0,8MM, para €8,1MM a Mar-20, reflectindo por um lado o efeito positivo do resultado líquido do período, mas por outro lado, o impacto negativo da taxa de câmbio e o pagamento do dividendo anual. **Os interesses não controláveis** caíram €0,3MM, espelhando fortemente a evolução cambial do Real Brasileiro.

O passivo relativo a parcerias institucionais registou um incremento de €0,1MM vs Dez-19 atingindo €1,4MM, influenciado pela aquisição de uma nova parceria internacional e da valorização do USD em relação EUR, que por sua vez se sobrepôs aos benefícios utilizados pelos parceiros de *tax equity* durante o período.

As **Provisões**, €1,0MM antes de impostos, mantiveram-se inalteradas vs. Dez-19. Esta rubrica inclui, entre outros, provisões para o desmantelamento (€490M), dos quais €268M são relativos a parques eólicos, e uma provisão relativa ao montante investido na central hídrica de Fridão desde a atribuição da sua concessão (+€86M).

O montante total líquido de **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizou €453M a Jun-20 (€657M antes de impostos). A evolução durante o 1S20 é justificada principalmente pelos desvios imprevistos (€317M) face aos pressupostos da ERSE: (i) sobrecustos do regime especial (+€206M) causados por preços realizados mais baixos, electricidade foi vendida a um preço médio de €33/MWh face a um pressuposto de €54/MWh, por parte da ERSE; (ii) menores quantidades de sistema de electricidade alocadas como medidas de mitigação (+€74M) e; (iii) uma procura menor (+€60M).

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,4MM face a Dez-19, essencialmente influenciada pela venda não recorrente de 70,6% do défice tarifário em Portugal. Esta rubrica inclui a IFRS-16 (+€0,85MM).

(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.

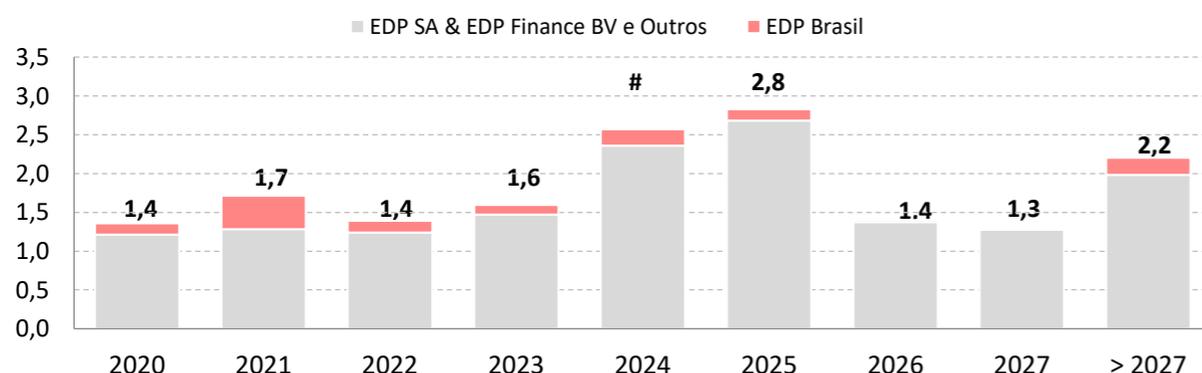
Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Jun-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	16.347	16.222	1%	+125
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	14.257	13.618	5%	+639
EDP Renováveis	623	769	-19%	-146
EDP Brasil	1.467	1.835	-20%	-368
Juros da dívida a liquidar	177	288	-38%	-111
"Fair Value"(cobertura dívida)	61	61	0%	-0
Derivados associados com dívida (2)	(83)	(135)	39%	+52
Depósitos colaterais associados com dívida	(51)	(61)	18%	+11
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(882)	(906)	3%	+24
Dívida Financeira	15.570	15.469	1%	+101
Caixa e Equivalentes	1.376	1.543	-11%	-167
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	543	377	44%	+167
EDP Renováveis	352	582	-39%	-230
EDP Brasil	480	584	-18%	-104
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	112	99	12%	+12
Dívida líquida do Grupo EDP	14.083	13.827	2%	+256

Linhas de Crédito a Mar-20 (€ 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	1.228	Mar-25
Linhas Crédito Domésticas	256	9	256	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	Feb/21
Total Linhas Crédito	5.921		4.909	

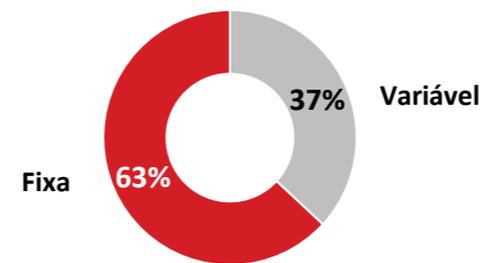
Credit Ratings EDP SA & EDP Finance BV		
S&P	Moody's	Fitch
BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Positive/F3

Rácios de Dívida	Jun-20	Dez-19
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (4)	3,7x	3,6x

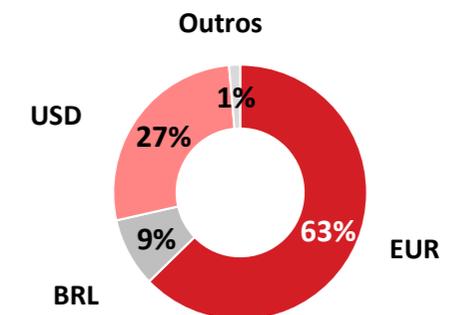
Maturidade da dívida (€MM) a Jun-20 (1)



Dívida por tipo de taxa juro a Jun-20 (1)



Dívida por tipo de moeda a Jun-20 (1)(3)



A dívida financeira da EDP é emitida principalmente ao nível da *holding* (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), representando 87% da Dívida Financeira Nominal do Grupo. A dívida do Grupo é principalmente levantada através dos mercados de dívida (80%), 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 linha com a sua missão de liderar a transição energética criando valor, a EDP emitiu a sua primeira obrigação *green* em Set-18. Actualmente, a EDP conta com mais de €3,7MM de obrigações *green*, o que corresponde a 28% do total das obrigações emitidas.

Relativamente às últimas ações de rating:

- Em Fev-2020, a Fitch classificou as obrigações da EDP ao nível de "BBB-" e atualizou o *outlook* para positivo. Após o anúncio da aquisição da Viesgo e do aumento de capital (€1MM), a S&P e a Moody's afirmaram o *rating* e *outlook* actual da EDP. Adicionalmente, as 3 principais agências de *rating* indicaram que esta aquisição estava alinhada com a actual estratégia da EDP. Para além disso, a aquisição reforça o perfil de crédito da EDP, através do aumento da percentagem de actividades reguladas/contractadas a longo prazo no EBITDA de 79% em 2019, para 83%.

No que se refere às principais operações de refinanciamento em 2020:

- 1) No 1S2020
 - Recompra da obrigação híbrida de €750M, de 2015 com um cupão a 5.375%;
 - Em Jan-20 um título em USD atingiu a sua maturidade com um valor total de \$583M e um cupão de 4,125%.
 - Em Jun-20 um título em EUR atingiu a sua maturidade com um valor total de \$233M e um cupão de 4,125%.
- 2) Remanescente de 2020
 - Em Set-20 um título em EUR atingirá a sua maturidade com um valor total de \$462M e um cupão de 4,875%.

Em relação ao 1S20, a EDP concluiu as seguintes operações:

- Em 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 para substituir o híbrido de 2015 previamente mencionado.
- Em Mar-20 realizou a venda de €825M de défice tarifário em Portugal.
- Em Abr-20, emitiu €750M de Green Bond com um cupão de 1.625% e uma yield de 1.719%.

Operações Posteriores:

- Em Jul-20, execução da venda de défice tarifário no valor de €273M em Portugal.

O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €6,4MM a Jun-20, dos quais €4,9MM em linhas de crédito. Assim, este grau de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2022, assumindo um ambiente empresarial relativamente estável.

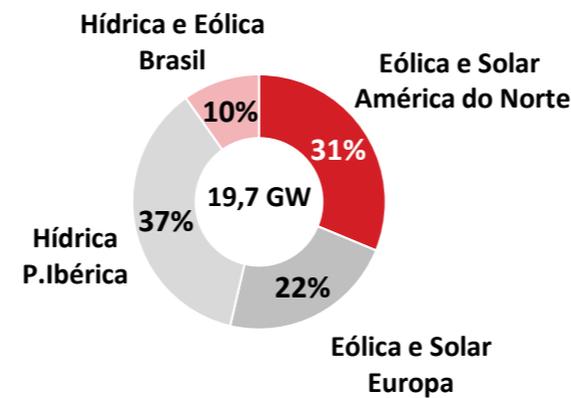
(1) Valor Nominal, incl. 100% das obrig. híbridas; (2) Fair-value de derivativos relacionados com a cobertura de dívida, incluindo juros corridos; (3) Após derivativos cambiais; (4) Líquido de activos regulatórios; classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros); efeito temporário de antecipação de venda de défice tarifário e; com base no EBITDA recorrente últimos 12 meses.

edp'

Segmentos de Negócio

Capacidade Instalada (MW)	Jun-20	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Entradas	Saídas	
EBITDA MW	19.673	+77	-504	+847	-1.351	+2.000
Eólica e Solar	10.889	+77	-504	+847	-1.351	+2.000
EUA	5.914	200	+581	+781	-199	+1.093
Canadá	30	-	-	-	-	+100
México	200	-	-	-	-	+200
América do Norte	6.143	+200	+581	+781	-199	+1.393
Espanha	1.974	-	-313	+53	-366	+28
Portugal	1.164	-	-191	-	-191	+6
França	66	+13	-374	+13	-388	+60
Bélgica	-	-	-71	-	-71	+10
Polónia	418	-	-	-	-	+107
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	271	-	-	-	-	+136
Europa	4.415	+13	-949	+66	-1.015	+346
Brasil	331	-137	-137	-	-137	+260
Hídrica	8.785	-	-	-	-	-
P.Ibérica	7.186	-	-	-	-	-
Brasil	1.599	-	-	-	-	-
MW Equity	1.101	-	+191	+139	+40	+408
Eólica onshore & Solar	550	-	+179	+139	+40	-
EUA	398	-	+179	+139	+40	-
Espanha	152	-	-	-	-	-
Eólica offshore	-	-	-	-	-	+330
Hídrica	551	-	+12	-	-	+78
Latam	551	-	+12	-	-	+78

Capacidade Instalada a Jun-20



Vida média e Vida residual dos activos

	(Anos)	
Hídrica P. Ibérica	31	35
Hídrica Brasil	17	14
Eólico & Solar Brasil	5	25
Eólico & Solar Europa	11	19
Eólico & Solar América Norte	8	22

A capacidade instalada das renováveis representa **75% da nossa capacidade total (EBITDA e Equity)** e é neste momento o principal responsável pelo nosso crescimento. A capacidade instalada a Jun-20 é de **20,8 GW** (incluindo 1,1 GW Equity repartidos equitativamente entre hídrica no Brasil, e eólica e solar nos EUA e Espanha).

Nos últimos 12 meses, comissionámos **986 MW** de capacidade eólica e solar (dos quais 139 MW Equity), a maior parte nos EUA (93%). No âmbito da nossa estratégia de rotação de activos completámos: (i) a venda de uma **participação de 51% 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), em Jul-19; e (ii) **137 MW no Brasil (Babilónia)** em Fev-20. Adicionalmente, no seguimento do comissionamento nos EUA do Prairie Queen (199 MW), executámos a rotação de activos acordada a Dez-18, retendo uma participação de 20% (40 MW).

Actualmente, temos **CAEs para 6.0 GW** para suportar instalações em 2019-22, que representam aproximadamente **84% do nosso objectivo global de adições de capacidade renovável no portefólio**. Até à data, os CAEs assinados estão alocados à América do Norte (3,1 GW), Europa (1,4 GW), América Latina (1,2 GW) e energia eólica *offshore* (0,3 GW).

A Jun-20, a nossa capacidade eólica e solar em construção **totalizava 2,4 GW**. A capacidade EBITDA MW em construção **totalizava 2,0 GW**, o que representa um incremento significativo no 2T20 (duplicou face a Mar-20). Apesar de terem sido verificados alguns atrasos pontuais em alguns projetos específicos nos últimos meses, não se antevê nenhum impacto material à execução da nossa estratégia de crescimento 2019-22.

Na **América do Norte**, temos neste momento **1,4 GW de parques eólicos e solares em construção**, incluindo Harvest Ridge I (200 MW), Headwaters II (198 MW), Reloj del Sol (209 MW), Rosewaters (102 MW), Crossing Trails (104 MW), Wildcat Creek (180 MW), Indiana Crossroads (300 MW), 200 MW México, e 100 MW no Canadá. Na **Europa**, estamos a construir 346 MW de eólica *onshore*, essencialmente em Itália e na Polónia.

O nosso **portefólio hídrico** compreende **7.186 MW na Península Ibérica** (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 minoritária numa central hídrica em construção no Perú (San Gaban, 78 MW líquidos). Por último, em Dez-19, foi acordada a alienação de **6 activos hídricos em Portugal**, que representavam 1.689 MW ou 25% da nossa capacidade total instalada na Península Ibérica. A conclusão da transacção está prevista para 4T20.

Em conclusão, os **investimentos líquidos de expansão** atingiram €635M no 1S20, incluindo o encaixe das transacções no valor de €477M provenientes da estratégia de rotação de activos (€254M do Babilónia, dos quais €132M desconsolidação de dívida; e €222M resultam da incorporação da JV com a Engie) e de €132M de rendimentos associados a novas estruturas de TEI. O **investimento de expansão** no 1S20 totalizou €926M, essencialmente na América do Norte e o remanescente na Europa. Por fim, o impacto de €317M relacionado com os pagamentos a **fornecedores de activos fixos** (principalmente eólica) e **mudanças no perímetro de consolidação** (relativo às transacções de rotação de activos na Europa e Brasil).

Actividade de expansão (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	591	384	54%	+208
América do Norte	377	221	71%	+156
Europa	174	157	11%	+17
Brasil & Outros	41	6	625%	+35
Investimentos Financeiros	334	252	32%	+82
Encaixe Rotação de Activos	-477	-	-	-477
Encaixe de Parcerias institucionais	-132	0	-	-133
Aquisições/(Alienações)	1	16	-91%	-15
Outros (1)	317	368	-14%	-51
Actividade de Expansão	635	1.020	-38%	-386

Investimento de manutenção (€ M)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	9	12	-30%	-4
Brasil	1	1	-54%	-1
Investimento de manutenção	9	13	-32%	-4

(1) Inclui Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, alterações de perímetro de consolidação. Exclui ganhos com asset rotations.



Demonst. de Resultados (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.261	1.277	-1%	-16
OPEX	266	265	0%	+1
Outros custos operac. (líq.)	-172	-252	32%	+80
Custos Operacionais Líq.	94	13	621%	+81
Joint Ventures e Associadas	-3	6	-	-9
EBITDA	1.163	1.269	-8%	-106
Amortizações, impar.; Provisões	379	410	-8%	-31
EBIT	784	859	-9%	-75

Joint Ventures e Associadas (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	-5	4	-	-9
Hídrica no Brasil	1	2	-24%	-0
Joint Ventures e Associadas	-3	6	-	-9

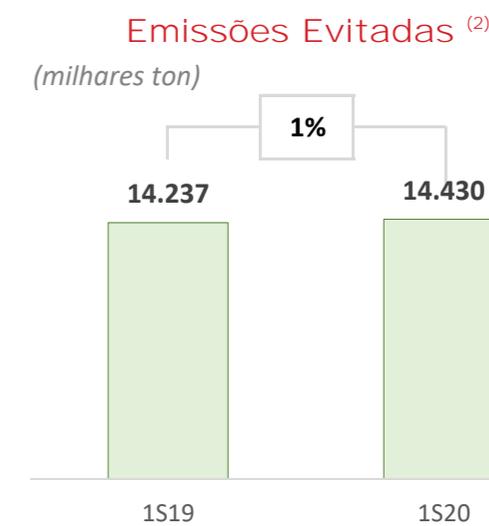
EBITDA (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	793	965	-18%	-172
América do Norte	333	328	2%	+5
Europa	455	626	-27%	-172
Brasil & Outros	6	11	-49%	-5
Hídrica	370	304	22%	+66
P.Ibérica	304	205	48%	+99
Brasil	66	99	-34%	-33

EBITDA	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.163	1.269	-8%	-106

Eólica e Solar	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Recurso eólico vs. Média LP (P50)	-9%	-4%	-132%	-5 p.p.
Produção (GWh)	14.664	16.157	-9%	-1.494
Preço Médio de venda (€/MWh)	55	56	-2%	-1

Recursos hídricos vs. Média LP	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	-4%	-44%	91%	40 p.p.
Brasil (1)	-3%	21%	-	-24 p.p.

Taxa de Câmbio - Média no Período	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
USD/EUR	1,10	1,13	3%	-0,03
BRL/EUR	5,40	4,34	-20%	+1,06



No 1S20, o EBITDA atingiu o valor de €1.163M (-8% em termos homólogos), (i) devido à recuperação dos recursos hídricos na Península Ibérica (+40p.p. situando-se 4% abaixo da média), que juntamente com a nossa estratégia de *hedging* proporcionou um aumento de €99M no EBITDA da hídrica na Península Ibérica vs. 1S19; isto foi maioritariamente compensado pela (ii) desconsolidação dos activos de energia eólica vendidos (-€87M vs. 1S19), menores ganhos registados com a nossa estratégia de rotação de activos no período (-€74M em termos homólogos), juntamente com recursos eólicos mais fracos no período (9% abaixo da média) e (iii) no Brasil, o impacto desfavorável da depreciação do Real (-€19M), e o impacto da nossa estratégia de alocação de volumes no 1S20 juntamente com a evolução pouco favorável do GSF e do PLD.

O EBITDA da hídrica aumentou 22% para €370M (+€66M em termos homólogos), devido sobretudo à Península Ibérica, com o aumento da produção hídrica (+€86M), juntamente com os preços da *pool* mais baixos e com a nossa estratégia de *hedging*. A Jun-20, as reservas hídricas em Portugal situavam-se nos 73%, 6p.p. acima da média de longo-prazo.

O EBITDA da produção eólica e solar diminuiu 18% face ao período homólogo para €793M no 1S20, motivado por:
(i) desconsolidação de activos vendidos (-€87M vs. 1S19), que inclui 997 MW na Europa (Jul-19) e 137 MW no Brasil (Fev-20);
(ii) menores ganhos de capital (-€74M em termos homólogos) no 1S, com +€145M no 1S20 derivados da criação da JV com a Engie para eólica *offshore*, Ocean Winds (OW);
(iii) recursos eólicos mais fracos (-5p.p vs 1S20., 9% abaixo do P50) em particular na Península Ibérica e nos EUA, e menor preço médio de venda, que foram compensados pela adição de capacidade instalada.

O desempenho dos custos operacionais (OPEX) nas renováveis foi estável, devido à desconsolidação de activos e impacto do crescimento, aliado a um controlo de despesas e uma bem-sucedida implementação de programas de redução de custos em curso. Os custos operacionais por MW médio, ajustado das rotações de activos, custos com *offshore*, taxas de serviço e impacto cambial, aumentou 3% devido aos requerimentos necessários para acelerar o crescimento.

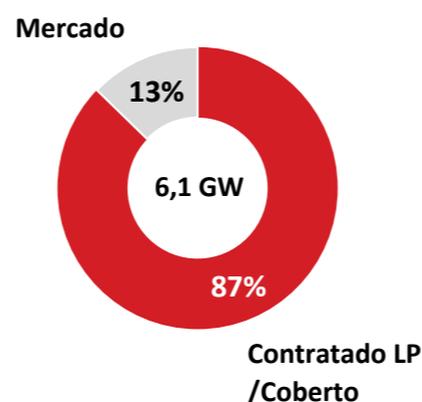
Outros custos operacionais (líquidos), verificaram um crescimento de €80M face ao período homólogo. Isto deveu-se essencialmente aos menores ganhos de capital com a nossa estratégia de rotações de activos (-€74M em termos homólogos): €145M no 1S20 derivados da criação da JV com a Engie, vs. ganho de €219M com a alienação dos activos previamente mencionados no 1S19. Adicionalmente, esta rubrica inclui os impostos de geração em Espanha e o *clawback* em Portugal (€37M no 1S20), o que implica um aumento de €17 em termos homólogos, após a retoma dos mesmos em Abr-19.

(1) GSF Ponderado; (2) Emissões de CO2 que teriam sido emitidas se a electricidade produzida por fontes renováveis fosse proveniente de centrais termoeléctricas. Para cada país, é calculado multiplicando a geração renovável líquida pelo factor de emissão do mix de centrais termoeléctricas.

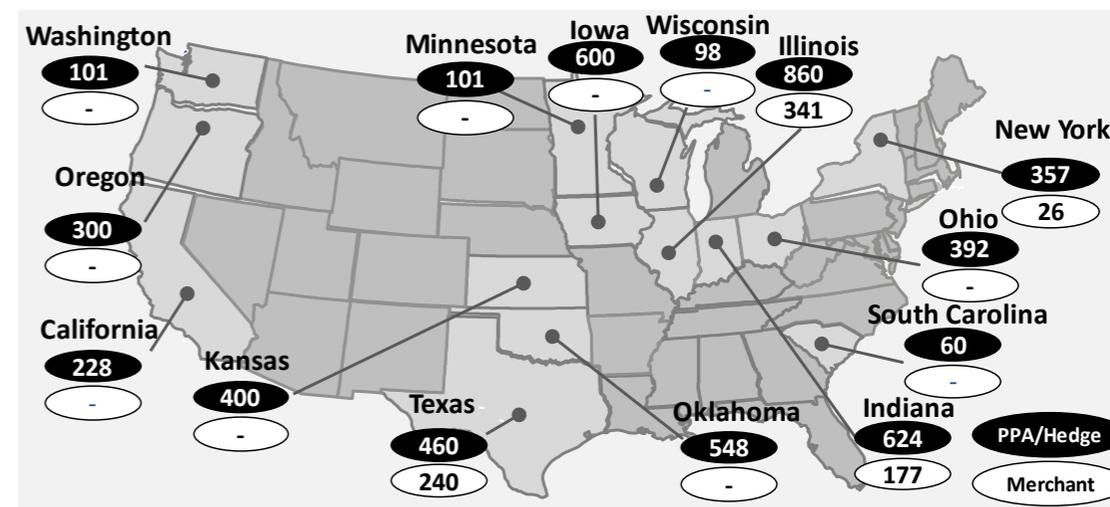
Dados operacionais	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	6.143	5.562	10%	+581
EUA CAE/Hedge	5.129	4.548	13%	+581
EUA Mercado	784	784	0%	-0
Canadá	30	30	0%	-
México	200	200	0%	-
Recursos eólicos vs. Média LP	-9%	-6%	-48%	-3 p.p.
Factor médio de utilização (%)	36%	37%	-2%	-1 p.p.
EUA	36%	36%	-2%	-1 p.p.
Canadá	32%	30%	4%	1 p.p.
México	44%	46%	-6%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	9.213	8.849	4%	+364
EUA	8.792	8.409	5%	+383
Canadá	41	40	4%	+2
México	380	401	-5%	-21
Preço médio de venda (USD/MWh)	45	46	-2%	-1
EUA	43	44	-2%	-1
Canadá (\$CAD/MWh)	148	147	1%	+1
México	66	65	2%	+1
Capacidade instalada (MW Equity)	398	219	82%	+179

Dados Financeiros (USD Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	524	504	4%	+20
Margem Bruta	409	397	3%	+12
Receitas PTC & Outras	115	107	8%	+8
Joint Ventures e Associadas	0	1	-	-1
EBITDA	367	370	-1%	-3
EBIT	179	193	-7%	-14

Capacidade instalada 1S20



USA: EBITDA MW por mercado - Jun-20



Na América do Norte, a capacidade instalada (6,1 GW EBITDA) é 99% eólica e o remanescente é solar PV (90 MW). Adicionalmente, detemos 398 MW de capacidade através de posições minoritárias em outros projectos eólicos, após o comissionamento do projecto de 199 MW Prairie Queen em Ago-19 (20% de participação). A capacidade em construção na América do Norte totalizou 1,4 GW no 1S20.

No seguimento da estratégia de crescimento da EDP através de contratos de energia a longo prazo, o acréscimo de 581 MW ao portefólio nos últimos 12 meses consiste em CAEs. No 1S20, 87% da capacidade instalada está ao abrigo de contratos a longo prazo (CAEs/Hedge).

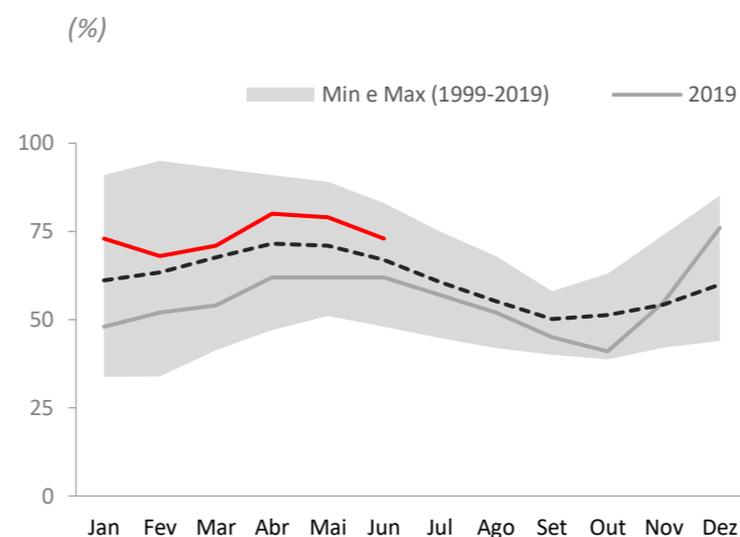
A produção eléctrica subiu 4% face ao período homólogo, reflectindo o aumento da capacidade instalada média (+5% vs. 1S19) e os menores factores de disponibilidade. No 1S20, a média de recursos eólicos esteve 9% abaixo da média histórica (P50), essencialmente devido ao facto de as regiões Central e Este, apesar da melhoria na região Oeste. O preço médio caiu ligeiramente para USD 45/MWh.

A margem bruta cresceu para USD 409M no 1S20 (+3% em termos homólogos), suportado pela expansão do portefólio. Os créditos fiscais à produção (PTC) e outros aumentaram, atingindo USD 115M (+8% vs. 1S19), devido sobretudo a novos PTCs contraídos e impacto irrisório do término de alguns PTCs. O EBITDA na América do Norte manteve-se relativamente estável atingindo USD 367M no 1S20.

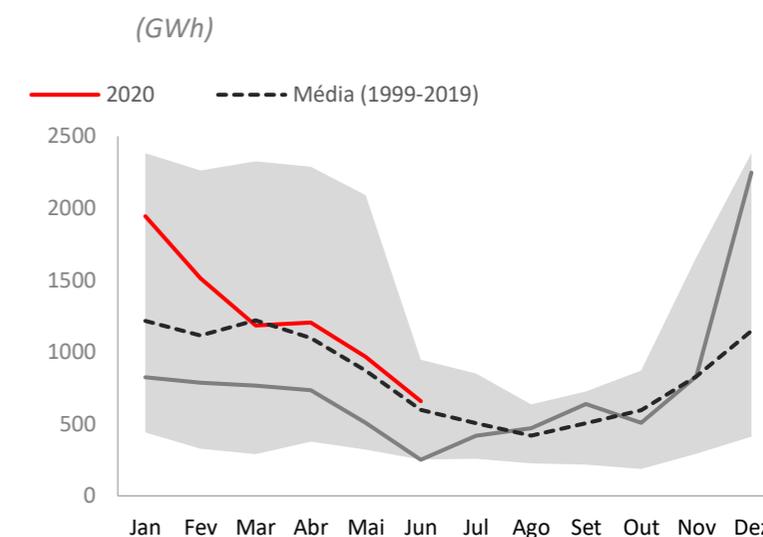
- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de Mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação;
- A Dez-19 o Presidente assinou o Taxpayer Certainty and Disaster Relief Act de 2019, que alterou a programação do phase down dos PTCs para projectos de energia eólica onshore e não alterou o ITC solar. De acordo com a legislação anterior, o phase down dos PTCs seria de 40% para os projectos com início de construção em 2019 e de 0% para instalações cuja construção começou em 2020. A lei em vigor mantém a taxa de PTC de 40% para os projectos de 2019 e aumenta para 60% para projectos cuja construção começou em 2020. Projectos após 2021 não terão PTC. Para 2020, o valor do PTC é de \$25/MWh.
- 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, geração eléctrica e certificados verdes);
- Projecto EDPR: contrato bilateral de fornecimento de electricidade em regime de autoabastecimento por um período de 25 anos.

Dados operacionais	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	10.324	10.828	-5%	-504
Eólica e Solar	3.139	3.643	-14%	-504
Espanha	1.974	2.288	-14%	-313
Portugal	1.164	1.355	-14%	-191
Hídrica	7.186	7.186	0%	-
Recursos vs. Média LP (Média=0%)				
Eólico em Portugal (3)	-14%	-2%	-600%	-12 p.p.
Hídricos em Portugal (3)	-4%	-44%	91%	40 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	24%	30%	-19%	-6 p.p.
Portugal	25%	28%	-12%	-3 p.p.
Hídrica	25%	14%	82%	11 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	11.314	8.980	26%	+2.334
Eólica & Solar	3.364	4.644	-28%	-1.280
Espanha	2.102	3.009	-30%	-907
Portugal	1.262	1.635	-23%	-373
Hídrica	7.950	4.336	83%	+3.614
Produção líquida	7.098	3.708	91%	+3.390
Bombagem	852	628	36%	+224
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	83	75	11%	+9
Portugal	89	92	-3%	-3
Hídrica (2)	36	63	-42%	-27
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
Dados Financeiros (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	670	633	6%	+37
Eólica & Solar (1)	290	374	-23%	-84
Espanha	176	223	-21%	-47
Portugal	114	151	-25%	-37
Hídrica	380	258	47%	+121
Joint Ventures e Associadas	1	3	-74%	-2
EBITDA	516	726	-29%	-210
Eólica & Solar (1)	212	520	-59%	-309
Hídrica	304	205	48%	+99
EBIT	366	548	-33%	-182
Eólica & Solar (1)	134	436	-69%	-302
Hídrica	232	112	107%	+120

Reservas Hídricas em Portugal vs. Média Histórica



Produção Hídrica em Portugal vs. Média Histórica



A capacidade instalada na Península Ibérica (10,3 GW), divide-se entre capacidade hídrica (70%) e eólica (~30%), após a desconsolidação de 348 MW em Espanha e 191 MW em Portugal resultante da execução da estratégia de rotação de activos na Europa (Jul-19). No âmbito do nosso plano de alienações anunciado a Mar-19, acordámos em Dez-19 a venda de 6 barragens em Portugal (1,7 GW) por €2,2 MM. Com esta transacção, a exposição ao risco hidrológico no norte de Portugal é reduzida, enquanto a EDP continua a deter ~75% do seu portefólio de activos hídricos na Península Ibérica. Este compromisso de redução da exposição ao risco foi posteriormente reforçado, em Jul-20, com a compra de um portefólio de energia renovável de 511 MW (EBITDA + Equity) com receitas essencialmente contratadas, como parte da “aquisição da Viesgo”. A conclusão destas duas operações é esperada no 4T20.

A produção de energia eólica e solar na Península Ibérica decresceu 28% em termos homólogos para 3,4 TWh, devido à desconsolidação dos activos vendidos em Jul-19 (-539 MW vs. 1S19), e à deterioração dos recursos eólicos de 12 p.p. para 14% abaixo da média histórica. Desta forma, a margem bruta eólica e solar atingiu o valor de €290M (-23% em termos homólogos).

A margem bruta da actividade hídrica totalizou €380M, dos quais €5M de mini-hídricas. A forte performance em termos homólogos (+47% em termos homólogos), é explicada sobretudo pelas fracas condições hídricas do ano passado em conjunto com a nossa estratégia de *hedging* bem-sucedida durante este ano. No 1S20 os recursos hídricos apresentaram uma forte recuperação, passando de um défice de 44% no 1S19 para 4% abaixo-da-média em Portugal. Como resultado, a produção hídrica (líquida) subiu 91% em termos homólogos mas os preços da *pool* continuaram a ser pressionados para uma trajectória descendente bem como o preço médio de venda de produção hídrica (-42% vs. 1S19, excluindo o efeito de *hedging*).

A actividade de bombagem foi mais intensa no 1S20, com um aumento de 36% do volume face ao 1S19. A margem de bombagem unitária situou-se nos dois dígitos, permitindo ainda contribuir para o aumento das reservas hídricas que se situaram nos 73%, 6p.p. acima da média histórica no fim de Jun-20.

O EBITDA decresceu 29% em termos homólogos para €516M no 1S20, explicado em parte pelos maiores ganhos no ano passado derivados da execução da estratégia de rotação de activos, que foram parcialmente mitigados pela forte performance em termos hídricos. É importante ainda referir que os impostos de geração em Espanha e o *clawback levy* em Portugal (€37M no 1S20), foram retomados em Abr-19.

- Foi aprovado a 22-Nov o RD 17/2019, que introduziu medidas destinadas a garantir um enquadramento regulatório e económico estável, que encorage o desenvolvimento de geração renovável em Espanha.
- O RD 17/2019 actualizou o "retorno razoável" para a geração renovável no próximo período regulatório com início a 1 de Janeiro 2020, de 7,398% para activos antes do RDL 9/2013 e 7,09% para os mais recentes.
- MWs do regime prévio: Tarifa Feed-in negativamente correlacionada com o factor de utilização. Tarifa actualizada mensalmente à inflação, ao longo do mais tarde: 15 anos de operação ou 2020, +7 anos (sistema cap/floor: €74/MWh - €98/MWh);
- Portefólio ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, a 15 anos (ou primeiros 33 GWh/MW) + 7 anos (extensão em sistema cap/floor: €74/MWh - €98/MWh). Tarifa do 1.º ano c.€74/MWh, actualizado mensalmente ao CPI.

(1) Inclui ajustamentos de hedging; (2) Exclui mini-hídricas FiT; (3) Fonte: REN.

Dados operacionais	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	1.276	1.721	-26%	-445
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	418	418	0%	-
França & Bélgica	66	511	-87%	-445
Itália	271	271	0%	-
Factor médio de utilização (%)	31%	27%	12%	3 p.p.
Roménia	29%	28%	6%	2 p.p.
Polónia	34%	32%	5%	2 p.p.
França & Bélgica	34%	21%	60%	13 p.p.
Itália	28%	32%	-10%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.699	1.967	-14%	-268
Roménia	668	626	7%	+42
Polónia	615	585	5%	+29
França & Bélgica	80	465	-83%	-385
Itália	335	290	15%	+45
Preço médio de venda (€/MWh)	76	79	-4%	-3
Roménia (RON/MWh)	326	325	0%	+1
Polónia (PLN/MWh)	333	301	11%	+32
França & Bélgica	88	92	-5%	-4
Itália	90	98	-9%	-9
Taxa de Câmbio - Média no período				
PLN/EUR	4,41	4,29	-3%	+0,12
RON/EUR	4,82	4,74	-2%	+0,07

Na Europa (excluindo Península Ibérica), a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica *onshore* (aproximadamente 1.226 MW), incluindo igualmente capacidade solar na Roménia (~50 MW). No seguimento da transacção de rotação de activos realizada no ano passado na Europa (Jul-19), a capacidade instalada decresceu 26% em termos homólogos reflectindo a desconsolidação de 459 MW: 388 MW em França e 71 MW na Bélgica.

A produção decresceu 14% (em termos homólogos) para 1.699 GWh, dado que os efeitos resultantes da desconsolidação dos parques eólicos em França e na Bélgica sobrepôs-se aos benefícios provenientes dos recursos eólicos mais fortes, que justifica o ao aumento de 3 p.p. em termos de factor de disponibilidade face ao 1S19. Os factores de disponibilidade melhoraram em todas as geografias à excepção de Itália.

O preço médio de venda decresceu ligeiramente, -4% em termos homólogos, com preços menores realizados em Itália, França e Bélgica parcialmente compensados pela Polónia (maior contribuição dos certificados verdes).

A margem bruta diminuiu para €125M no 1S20 (-21% em termos homólogos), maioritariamente devido à alteração no perímetro de consolidação. **O EBITDA atingiu €94M (-34% vs. 1S19)**, seguindo a *performance* da margem bruta e o decréscimo de ganhos derivados da estratégia de rotação de activos.

Dados Financeiros (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	125	159	-21%	-33
Roménia	39	45	-12%	-5
Polónia	47	43	8%	+4
França & Bélgica	9	42	-78%	-33
Itália	30	28	6%	+2
EBITDA	94	143	-34%	-49
EBIT	60	104	-42%	-44



- 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 cap/floor (€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 eletricidade 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.

Dados Operacionais	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW EBITDA)	1.930	2.066	-7%	-137
Eólica	331	467	-29%	-137
Hídrica	1.599	1.599	0%	-
Recursos				
GSF (1)	97%	121%	-20%	-24 p.p.
Eolicidade vs. Média LP	-18%	-15%	-19%	-3 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	27%	33%	-19%	-6 p.p.
Hídrica	45%	36%	26%	9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.517	3.165	11%	+352
Eólica	388	697	-44%	-310
Hídrica	3.129	2.468	27%	+661
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	243	210	16%	+33
Hídrica	198	174	14%	+24
Capacidade Instalada (MW Equity)	551	539	2%	+12

O nosso portefólio de renováveis no Brasil consiste em 1,9 GW de capacidade instalada consolidada: 1.599 MW em centrais hídricas e 331 MW em eólicas. Adicionalmente, a EDP tem participações em centrais hídricas que totalizam 551 MW.

O decréscimo de 16% em termos homólogos na **margem bruta da produção hídrica no 1S20** (-R\$76M face a 1S19) reflecte a nossa estratégia de alocação de um maior volume de energia no 2S20, que é habitualmente mais seco e com PLD mais elevado. Isto implica uma redução de energia hídrica vendida no 1S20, a favor dos trimestres seguintes. No entanto, os resultados das actividades hídricas no 2T20 permitiram uma recuperação face a um 1T20 particularmente fraco, em que o contexto climático adverso (com a chegada tardia de chuva) provocou uma maior volatilidade no PLD e GSF neste período.

A **produção eólica** diminuiu 44% face ao período homólogo, reflectindo a desconsolidação do parque eólico Babilónia (137 MW) a partir de Fev-20. O *load factor* diminuiu para 27%, devido à redução do recurso eólico neste semestre no Brasil (18% abaixo P50) e desconsolidação do parque eólico Babilónia. Contudo, estes efeitos foram mitigados pelo aumento do preço médio de venda (+16% para R\$243/MWh). Considerando ambos os efeitos, a margem bruta da produção eólica caiu 35%.

O **EBITDA da hídrica** recuou 17%, reflectindo a *performance* da margem bruta e os resultados menos positivos por parte das 3 centrais hídricas em que a EDP tem uma participação. O **EBITDA da produção eólica** diminuiu 32% em termos homólogos, reflectindo também a evolução da margem bruta.

Dados Financeiros (R\$ milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	476	599	-20%	-123
Eólica	85	132	-35%	-47
Hídrica	391	467	-16%	-76
Joint Ventures e Associadas	-5	4	-	-9
EBITDA	419	522	-20%	-103
Eólica	64	94	-32%	-30
Hídrica	355	428	-17%	-74
Lajeado & Invesco	197	209	-6%	-12
Peixe Angical	85	148	-43%	-63
Energest	73	71	2%	+2
EBIT	298	383	-22%	-85



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



- A capacidade hídrica está contratada, ou bilateralmente ou através de CAE, estando assim comprometida a entregar determinado montante de energia em garantia física

(1) O GSF "Generation Scale Factor" reflecte o total de geração (real) sobre o volume de garantia física no sistema (que tem elevada sazonalidade numa base trimestral)

DR Operacional (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	851	893	-5%	-42
OPEX	262	286	-8%	-24
Outros custos operacionais (líquidos)	154	135	14%	+19
Custos Operacionais Líquidos	416	421	-1%	-5
Joint Ventures e Associadas	4	1	258%	+3
EBITDA	440	473	-7%	-34
Amortizações, imparidades; Provisões	196	183	7%	+13
EBIT	243	290	-16%	-47

Taxa de câmbio - Média no período	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	5,40	4,34	-20%	1,06

EBITDA (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	246	258	-4%	-11
Espanha	70	81	-13%	-11
Brasil	123	135	-9%	-12
EBITDA	440	473	-7%	-34

OPEX & Capex performance	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
--------------------------	------	------	-----	--------

Custos controláveis (2)

P.Ibérica (€/ponto de ligação)	26	26	-2%	-1
Brasil (R\$/ponto de ligação)	94	99	-5%	-5

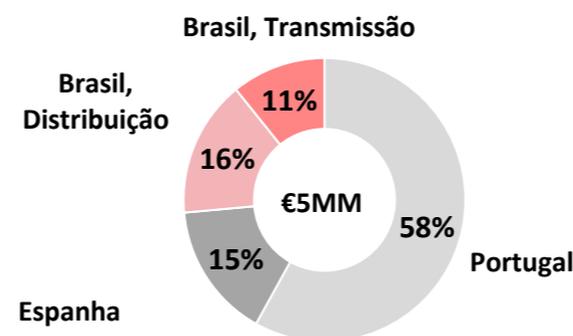
Invest. operacional (€ M) (3)

Portugal	113	112	1%	+1
Espanha	15	13	19%	+2
Brasil	132	239	-45%	-107
Manutenção	64	67	-5%	-4
Expansão	68	172	-60%	-103

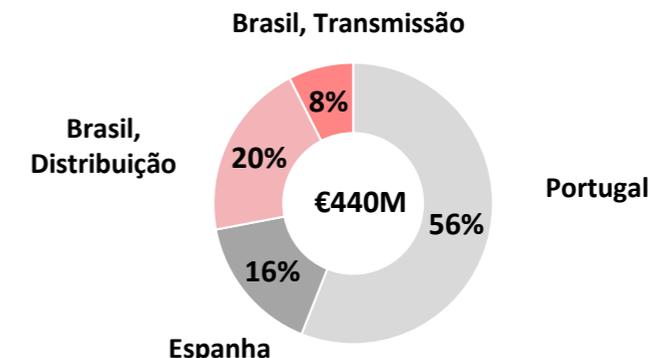
Rede de Distribuição ('000 Km)

Portugal	343	340	1%	+3
Espanha	228	227	1%	+2
Brasil	21	21	0%	+0
Brasil	94	93	2%	+2

RAB 1S20 (1)



EBITDA 1S20



O segmento das Redes Reguladas inclui as actividades de distribuição de electricidade em Portugal, Espanha e Brasil; a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; e a mais recente actividade de transmissão no Brasil. Em suma, a Base Regulada de Activos (RAB) totaliza €5,0MM, com os activos financeiros da transmissão a ganhar peso, representando 11% do total.

A redução de 7% do EBITDA face ao período homólogo, para €440M, foi impulsionada pela: (i) depreciação do Real do Brasil em 20% face ao Euro que ofuscou os ganhos nas actividades das redes em moeda local, que cresceram 12% em termos homólogos, suportado pelo crescimento das actividades de transmissão (+R\$98M); (ii) em Portugal, o EBITDA reflecte uma diminuição da taxa de retorno, em linha com as *yields* das obrigações da dívida Portuguesa a 10 anos e a recuperação das receitas de períodos anteriores no 1S19; (iii) em Espanha, a estabilidade das receitas reguladas provenientes do novo período regulatório juntamente com o impacto positivo no ano passado do *unwinding* dos custos de anos anteriores.

O OPEX melhorou 8% face ao período homólogo, refletindo uma rigorosa disciplina de custos, um menor número de operações no cliente final (como cortes de energia, mudança de comercializador, etc) e a depreciação do Real Brasileiro. O impacto positivo do esforço contínuo relativamente à instalação de contadores inteligentes continua a dar resultados, em particular em Portugal, uma vez que a aumentou significativamente peso de ordens remotas, com elevada taxa de sucesso,, enquanto o volume de queixas diminuiu, o que representa uma maior eficiência por parte das operações associadas.

Os outros custos operacionais líquidos cresceram 14% (+€19M), maioritariamente devido a ajustamentos na P. Ibérica no 1S19.

O CAPEX no 1S20 foi reduzido em 28% para €260M, praticamente explicado pela redução do investimento na expansão do CAPEX no Brasil (-€103M). Esta redução é um reflexo da: (i) interrupção das construções das novas linhas de transmissão na EDP Brasil, tendo em conta o contexto de pandemia; (ii) a depreciação do Real Brasileiro face ao Euro, (iii) as chuvas intensas em algumas regiões do Brasil no 1T20. É importante ainda referir que as 4 linhas de transmissão que se encontram em construção permanecem antecipadas face ao calendário regulatório. Em Portugal, os atrasos no investimento devido à pandemia foram compensados por um maior ritmo de instalações de contadores inteligentes e por investimento adicional devido a tempestades no início do ano.

Em relação ao CAPEX de manutenção (50% do total), é importante realçar o esforço contínuo para manter o investimento na digitalização, nomeadamente através da instalação de contadores inteligentes (+7% vs.1T20 em Portugal).

Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	537	542	-1%	-5
OPEX	162	164	-2%	-3
Rendas de concessão	131	131	0%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	-2	-11	80%	+9
Custos Operacionais Líquidos	290	284	2%	+6
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	+0
EBITDA	246	258	-4%	-11
Amortizações, imparidades; Provisões	150	132	14%	+18
EBIT	96	126	-24%	-30

Indicadores chave	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	537	542	-1%	-5
Regulada	534	536	-0%	-2
Não-regulada	2	5	-49%	-2
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ Milhões)	518	520	-0%	-2
Electricidade distribuída (GWh)	21.477	22.645	-5%	-1.168
Pontos de ligação (mil)	6.300	6.253	1%	+48
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ Milhões)	16	16	1%	+0
Clientes fornecidos (mil)	1.001	1.080	-7%	-79
Electricidade vendida (GWh)	1.223	1.375	-11%	-152

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	96	100	-4%	-4
OPEX	27	28	-6%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	-1	-9	-	+8
Custos Operacionais Líquidos	26	19	35%	+7
Joint Ventures e Associadas	-	-	-	-
EBITDA	70	81	-13%	-11
Amortizações, imparidades; Provisões	18	18	3%	+1
EBIT	52	63	-18%	-11

Indicadores chave	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	96	100	-4%	-4
Regulada	95	95	-0%	-0
Não-regulada	2	5	-69%	-3
Pontos de ligação (mil)	669	668	0%	+2
Electricidade distribuída (GWh)	3.752	4.247	-12%	-494

Distribuição de electricidade e CUR em Portugal

O volume de electricidade distribuída decresceu 5% em termos homólogos no 1S20, seguido de uma redução de 11% no 2T20 devida ao confinamento. Apesar do modelo regulatório em Portugal prever que uma contracção do consumo tenha um impacto negligenciável no EBITDA, o mesmo não acontece ao nível dos activos regulatórios (detalhes página 7). No entanto, desde Junho que é possível já observar um certo nível de recuperação do consumo (-8% em termos homólogos), mais especificamente nos níveis de tensão mais elevados.

As receitas reguladas da distribuição mantiveram-se estáveis (-€2M em termos homólogos), reflectindo essencialmente a evolução das *yields* das obrigações de tesouro portuguesas a 10 anos, no último ano, que levou um decréscimo da taxa de retorno do RAB (RoRAB), de 5,26% para 4,86% em relação aos segmentos HV/MV. É importante realçar que o RoRAB continua bastante próximo do limite mínimo de 4,75%, apesar de ter registado um ligeiro aumento a partir de Mar-20 (4,81%), quebrando desta forma a trajectória descendente. **Em relação à actividade do CUR (SU Electricidade), as receitas reguladas mantiveram-se nos €16M.**

Performance sólida em termos de OPEX (-2% vs. 1S19), que beneficiou do forte investimento na digitalização, em que o número de contadores inteligentes instalados em Portugal aumentou 7%, no 2T20, um aumento de 9 p.p. em relação a ordens remotas em termos homólogos, o que se também contribuiu para um decréscimo de 14% em relação ao número de reclamações. Para além disso, a performance do OPEX reflecte um número de operações reduzidas por consequência do contexto pandémico, contrariado por eventos climáticos adversos em Portugal e custos mais elevados relacionados com a gestão da vegetação no 1S20. **Os custos operacionais líquidos cresceram 2% comparativamente com o período homólogo (+€6M)**, uma vez que, no 1S19, os custos operacionais líquidos beneficiaram de uma recuperação de receitas de períodos anteriores, mais especificamente no 2T19.

Concluindo, a evolução do EBITDA (-4% face ao período homólogo) reflecte uma diminuição das *yields* soberanas, custos extraordinários com fenómenos climáticos adversos e um rigoroso controlo de custos.

Em Maio-20, a ERSE extraordinariamente aprovou a extensão do período regulatório, no sector da electricidade, de 3 para 4 anos, mantendo intactos os principais termos regulatórios (como as fórmulas do RAB, custo base, e RoRAB) até 2021.

Distribuição de electricidade em Espanha

A Margem Bruta da actividade de distribuição de electricidade em Espanha decresceu 4% em termos homólogo para €96M, reflectindo uma redução taxa de retorno sobre o RAB (de 6,5% para 6,0%) e um ajuste das receitas reguladas em 2019. **O EBITDA recuou 13% em termos homólogos para €70M**, com a redução do OPEX no 1S20 a ser contrariada pelo *unwinding* dos custos de anos anteriores no 2T19.

Em relação à decisão do tribunal 481/2020 do caso *Lesividad*, o RAB da distribuição em Espanha poderá ser reduzido de €950M para um mínimo de €775M, dependendo dos termos finais aplicados. Posto isto, o nosso EBITDA já reflecte este impacto desde 2017. Uma vez concluída a **aquisição Viesgo (esperada no 2S20)**, irá mais do que duplicar a nossa presença nas redes em Espanha, atinjindo um **RAB total de €1.8MM que juntamente com EBITDA (baseado em dados de 2019) de ~€320M**. (O RAB pós *Lesividad*, de acordo com o pior cenário, tendo em conta as decisões mais recentes do tribunal. O EBITDA da EDP exclui o efeito da receita de anos anteriores).

DR Operacional (R\$ milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.178	1.088	8%	+90
OPEX	383	393	-3%	-10
Outros custos operacionais (líquidos)	135	108	26%	+28
Custos Operacionais Líquidos	518	501	3%	+17
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-
EBITDA	660	587	12%	+73
Amortizações, imparidades; Provisões	143	139	3%	+4
EBIT	517	448	15%	+69

Distribuição - Indicadores chave	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Cientes Ligados (Milhares)	3.538	3.470	2,0%	+69
EDP São Paulo	1.946	1.900	2,5%	+47
EDP Espírito Santo	1.592	1.570	1,4%	+22
Electricidade Distribuída (GWh)	11.868	12.946	-8%	-1.078
Cientes regulados	6.626	7.274	-9%	-648
Cientes em mercado livre	5.242	5.672	-8%	-431
Perdas Totais (%)				
EDP São Paulo	8%	8%	0,6%	+0
EDP Espírito Santo	13%	12%	2,9%	+0
Margem Bruta (R\$ Milhões)	991	1.003	-1,2%	-12
Receitas reguladas	1.012	933	8%	+79
Outros	-21	70	-	-91
EBITDA (R\$ Milhões)	483	508	-5%	-25
EDP São Paulo	228	241	-5%	-13
EDP Espírito Santo	255	268	-5%	-12

Transmissão - Indicadores chave (R\$ M)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Receitas	557	830	-33%	-273
Receita de construção	423	862	-51%	-439
Receitas Financeiras	185	49	278%	+136
Outras	-51	-81	38%	+31
Margem Bruta	187	85	121%	+102
EBITDA	177	79	125%	+98
EBIT	177	78	126%	+98

A electricidade distribuída no Brasil no 1S20 recuou 8% em termos homólogos, arrastada pela queda no 2T20 de 12% vs. 2T19 devido à pandemia, bem como pela redução do consumo por parte de clientes industriais.

Esta contração da procura foi um dos principais motivos que justificam a queda da **margem bruta da distribuição**, com a actualização tarifária do ano passado (+R\$31m em termos homólogos) a atenuar o declínio da margem bruta para -1% em termos homólogos. Mais especificamente, os resultados foram penalizados pela diminuição o consumo e sobrecontratação (-R\$81m vs. 1S19), bem como pelo impacto adverso de uma menor inflação na base activos reconhecida (-R\$29m em termos homólogos).

De notar que em Jul-20 a ANEEL aprovou a conta Covid-19 com o montante de R\$15,3MM, dos quais R\$574M destinados à EDP Brasil. Este montante será essencialmente utilizado para financiar os custos relacionados com o excesso de oferta e clientes de cobrança duvidosa. Foi também aprovado um apoio às distribuidoras referente à sobrecontratação involuntária pelo efeito da pandemia.

Adicionalmente, a ANEEL suspendeu todos os cortes de energia durante o período de Abril até Julho e irá manter esta suspensão apenas para famílias de baixos rendimentos até Dezembro de 2020. O governo federal disponibilizou ainda R\$900M com intuito de cobrir os pagamentos das famílias de baixos rendimentos de Abril até Junho.

A Margem Bruta na **transmissão** mais do que duplicou no 1S20, alcançando R\$187M, o que se deve à entrada parcial em operação do lote 11 em Jan-20 (19 meses antes do previsto), que entretanto foi concluído em Ago-20, e à evolução dos trabalhos de construção nas restantes linhas reflectindo um aumento da base de activos financeiros associados à transmissão em c.150% em termos homólogos. De salientar que os impactos relacionados com a pandemia resultaram meramente em atrasos na construção no 2T20, mas que ainda assim se mantêm adiantados face ao calendário regulatório - sendo que estas operações não estão expostas à procura.

O **OPEX melhorou 3% em termos homólogos** (-R\$10M), com a optimização dos fornecimentos e serviços externos e redução das operações dado o contexto de pandemia. **Outros custos operacionais** aumentaram 26% em termos homólogos (+R\$28M), reflectindo o aumento das provisões com clientes de cobrança duvidosa em relação à distribuição (+R\$13M).

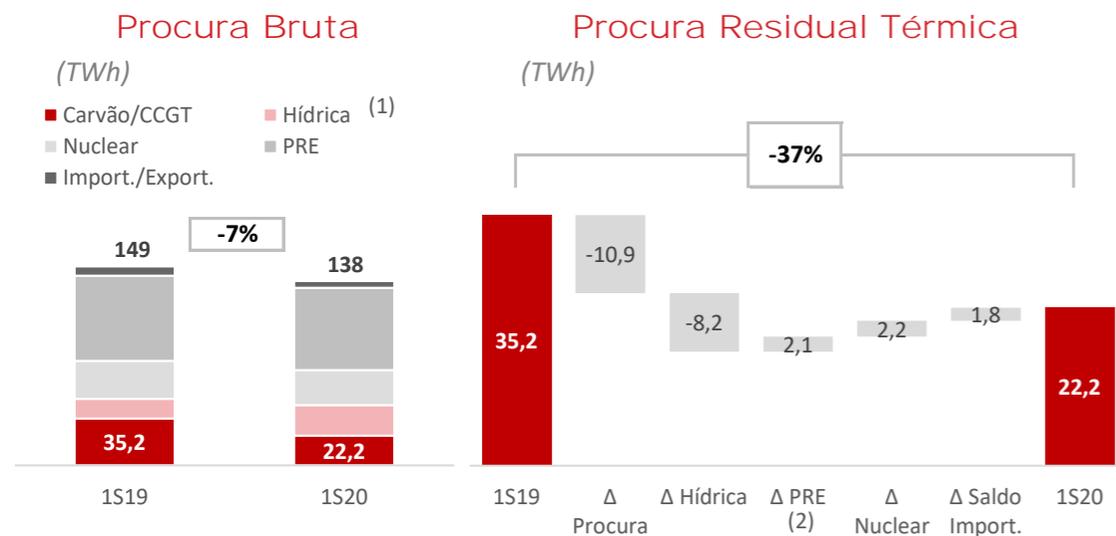
Em suma, o EBITDA do segmento das redes cresceu 12% face ao período homólogo, atingindo R\$660M, suportado maioritariamente pelo crescimento nas nossas actividades de transmissão.



• Duas concessões de distribuição, ambas 100% detidas pela EDP Brasil: EDP SP, em São Paulo, com um período regulatório de 4 anos, cuja última revisão regulatória aconteceu em Out-19; EDP ES, no Espírito Santo com período regulatório de 3 anos, cuja última revisão aconteceu em Ago-19. O WACC regulado está definido em 8,09%.



• A EDP opera uma linha de transmissão (desde Dez-18) e parte de outra linha (desde Jan-20), tendo em desenvolvimento outras 4 linhas de transmissão, sendo que a mais recente foi adquirida em Mai-19



Principais factores (3)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	29	52	-44%	-23
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	32	57	-44%	-25
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MWh)	42	55	-25%	-14
Direitos de emissão de CO2 (EUA), €/ton	21	24	-11%	-3
Carvão (API2), USD/ton	43	65	-34%	-22
Mibgas, €/MWh	6	18	-65%	-12
Brent, USD/Barril	29	66	-56%	-37

DR Operacional (€ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	481	373	29%	+108
OPEX	179	183	-2%	-4
Outros custos operacionais (líquidos)	76	47	60%	+28
Custos Operacionais Líquidos	254	230	11%	+24
Joint Ventures e Associadas	3	2	31%	+1
EBITDA	228	145	57%	+83
EBIT	33	50	-33%	-16

Dados financeiros chave (€ M)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	481	373	29%	+108
Comercialização	194	176	10%	+18
Gestão de energia e Térmica	287	198	45%	+89
EBITDA	228	145	57%	+83
Comercialização	37	44	-17%	-7
Gestão de energia e Térmica	191	101	90%	+90
EBIT	33	50	-33%	-16
Comercialização	15	24	-36%	-8
Gestão de energia e Térmica	18	26	-30%	-8

Contexto do mercado de electricidade Ibérico

Durante o 1S20, a procura de electricidade na Península Ibérica diminuiu 7% face ao período homólogo (-13% in 2T20 vs. 2T19). A procura residual térmica (PRT), i.e., geração a carvão e CCGT, diminuiu 37% em termos homólogos em 1S20 (-13,0 TWh), reflectindo: (i) um aumento de +8,2 TWh em termos homólogos de produção hídrica (líquida de bombagem) acompanhando a recuperação dos recursos hídricos (+71% em termos homólogos mas, ainda assim 4% abaixo da média em Portugal; +43% em termos homólogos, em linha com a média histórica, em Espanha); (ii) a redução de 10,9 TWh na procura de electricidade na Península Ibérica por consequência da imposição de períodos de confinamento desde Março. Estes efeitos foram parcialmente mitigados pela redução de 2,2 TWh energia nuclear, pela redução de 2,1 TWh na PRE devido a uma disponibilidade de recursos eólicos inferiores à média na Península Ibérica e a uma redução de 1,8 TWh das importações. A produção de carvão decresceu 71% em termos homólogos (-8 TWh), devido ao decréscimo dos preços de gás e preços mais elevados de CO₂.

O preço médio à vista caiu 44% em termos homólogos, para ~€29/MWh no 1S20, suportado pela trajectória descendente dos preços do carvão e gás (-11% e -65% em termos homólogos, respectivamente), menor procura e aumento da disponibilidade dos recursos hídricos. O preço médio final da electricidade em Espanha decresceu 44% no 1S20 face ao período homólogo, para €32/MWh, reflectindo a evolução dos preços no mercado grossista.

Desempenho da EDP

O EBITDA cresceu +€83M face ao período homólogo para €228M, apoiado pelo forte desempenho da nossa actividade térmica e de gestão de energia, que devido aos resultados da nossa estratégia de *hedging* compensaram o baixo nível produção por parte das centrais térmicas. No 2T20, a imposição dos confinamentos, em Espanha e Portugal, e a consequente redução de procura de energia, nomeadamente no segmento B2B, geraram condições adversas no sector de comercialização e de gestão de energia face ao 1T20. Adicionalmente, os custos regulatórios na Península Ibérica estes representaram €13M in 1S20 (-€1M em termos homólogos).

Em relação ao EBITDA do grupo no 1S20, a produção a carvão teve uma contribuição negligenciável, o que está em concordância com a quebra registada na produção de 76% em termos homólogos. É importante referir que todas as nossas centrais a carvão estiveram encerradas durante o 2T20, à exceção da central de Aboño cuja actividade é necessária para assegurar o fornecimento local de energia e que usa gases siderúrgicos da ArcelorMittal, contribuindo assim para uma economia circular. De facto, as condições operacionais das centrais a carvão na Península Ibérica mantiveram-se desfavorecidas durante o 1S20, devido ao declínio dos preços do gás e dos preços de electricidade no mercado grossista. Uma vez que não se prevê a alteração deste contexto, a EDP decidiu antecipar o encerramento das centrais de Sines (1,180 MW) e as 3 centrais em Soto de Ribera (346 MW) para 2021. Consequentemente, foi registado um custo não recorrente principalmente relacionado com a queima das reservas de carvão (€22M).

Em Maio de 2020, a EDP anunciou a venda de duas centrais CCGT, que representavam ~23% da capacidade instalada de centrais CCGT, na Península Ibérica, e do segmento B2B em Espanha (1.2M de clientes) à Total. Esta operação é esperada estar concluída antes do final do ano. A EDP continuará a desenvolver ofertas competitivas no segmento B2B, crescer em novas soluções energéticas e manterá a sua presença, em Portugal, que conta com 4M de clientes, no segmento B2C.

Relativamente à gestão de energia, é de notar que a EDP continua a seguir as condições de mercado para adaptar a sua estratégia de *hedgings*. Neste sentido, para o restante de 2020 a EDP já tem *spreads* contratados para aproximadamente toda a produção esperada, com um preço contratado para a produção hídrica/nuclear aproximado a €55/MWh e *spreads* térmicos na parte média de um só dígito. Para 2021, temos 100% da nossa produção nuclear e hídrica *hedged* próximo dos €45/MWh e 60% da nossa produção esperada de CCGT contratada a *spreads* médios na parte média de um só dígito.



O nosso segmento de clientes & gestão de energia na Península 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 Península Ibérica. Estes negócios são a base do sucesso da nossa gestão integrada do portfólio, assegurando uma estrutura eficaz e competitiva que seja capaz de oferecer aos nossos clientes soluções diversificadas e garantir a necessária segurança de abastecimento.

Comercial. - Factores chave e financeiros	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade	5.243	5.259	-0,3%	-16
Portugal	4.084	4.107	-0,6%	-23
Espanha	1.159	1.152	0,6%	+7
Gás	1.557	1.554	0,2%	+2
Portugal	654	657	-0,5%	-3
Espanha	903	897	0,6%	+6
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30,4%	30,3%	0,2%	+0
Rácio de serviços por contracto (%)	19,2%	18,2%	6%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)				
Residencial	6.579	6.485	1,5%	+94
Industrial	7.281	8.464	-14%	-1.183
Volume de gás vendido (GWh)				
Residencial (1)	3.362	3.678	-9%	-316
Industrial	3.279	2.784	18%	+494
Margem bruta (€ Milhões)	194	176	10%	+18
EBITDA (€ Milhões)	37	44	-17%	-7
Capex (€ Milhões)	14	12	15%	+2

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 o seu valor. De facto, a taxa de penetração de serviços novos aumentou em 6% em termos homólogos para 19,2% a Jun-20, enquanto a taxa de dupla energia (gás e electricidade) não registou variações significativas.

O volume de electricidade vendido na Península Ibérica caiu 14%, no segmento Industrial, fortemente impactado pelo decréscimo da actividade económica na Península Ibérica provocado pela pandemia Covid-19. Do lado positivo, o segmento residencial registou um incremento de 1%.

O EBITDA das nossas actividades de comercialização na Península Ibérica diminuiu 17% em termos homólogos para €37M, fortemente impactado pela quebra na procura de energia no segmento B2B, nomeadamente através da sobre contratação de energia e do *mark-to-market* da energia sobre contratada (-€31M). Este efeito foi contrariado parcialmente pela estabilidade do consumo de electricidade no segmento B2C, e pelo aumento da penetração de serviços e oferta dupla. A Junho de 2020 já foi possível verificar um aumento da comercialização de energia, esta tendência expectável manter-se nos próximos trimestres. O desempenho do EBITDA foi impactado pelo reconhecimento de crédito mal parado no valor de €12M (Actualmente, em 1,1% de turnover, em Portugal), antecipando uma eventual deterioração da cobrança das tarifas no remanescente de 2020 e envelhecimento da faturação.

A EDP continua a crescer no sector de novas soluções energéticas estando alinhada com os seus compromissos relativamente à transição energética e ao combate à escassez de energia. Relativamente a este assunto, no 1S20, a EDP assinou um acordo com a cidade de Zaragoza comprometendo-se a construir o seu primeiro “Bairro Solar”, que irá permitir a partilha de energia renovável de uma forma solidária através de um conceito inovador de distribuição da mesma. Posteriormente este conceito irá abranger outras regiões e cidades de Espanha.



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.

Gestão Energia & Térmica - Indicadores chave	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)				
CCGT	3.952	3.720	6%	+233
Carvão	1.204	5.028	-76%	-3.824
Nuclear	521	552	-6%	-31
Outros	96	161	-40%	-65
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	24%	23%	6%	+1p,p,
Carvão	11%	48%	-76%	-36p,p,
Nuclear	77%	82%	-6%	-5p,p,
Custos de produção (€/MWh) (2)				
CCGT	45	60	-26%	-15
Carvão	44	51	-14%	-7
Nuclear	4	5	-4%	-0
Margem Bruta (€ Milhões)	287	198	45%	+89
EBITDA (€ Milhões)	191	101	90%	+90
Capex (€ Milhões)	8	19	-59%	-12

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A produção no 1S20 caiu 39% em termos homólogos, devido exclusivamente à redução da produção a carvão (-76% em termos homólogos) levando a uma diminuição de 36 p.p. no factor de disponibilidade das nossas centrais a carvão para 11% no 1S20: em Portugal, a central de carvão deixou de estar operacional desde Jan-20, apresentando um decréscimo de 99% face ao período homólogo com um factor de disponibilidade de 1%. Este efeito foi parcialmente mitigado pelo aumento da produção das centrais CCGT (+6% em termos homólogos).

O custo médio de produção térmica registou uma diminuição de 21% em termos homólogos (para €41/MWh no 1S20) devido a um decréscimo contínuo dos preços das matérias-primas, em particular do gás, e um menor volume de produção a carvão.

O EBITDA da Gestão de Energia e Produção Térmica registou um valor de €191M (+€90M em termos homólogos). Reflectindo menores resultados no 2T20 face à performance muito positiva do 1T20 (EBITDA €145M no 1T20 vs. €46M no 2T20). No entanto, o EBITDA do 2T20 destacou-se comparativamente com o 2T19 (EBITDA 2T19 €24M). É importante referir que o 1T20 foi afectado pela anormalmente elevada volatilidade registada nos mercados de energia, nomeadamente no mercado de electricidade e de gás, o que resultou na optimização das oportunidades das fontes e usos energéticos e no impacto positivo do *mark-to-market* na nossa posição contratada para o resto do ano de 2020. A estabilização e até ligeira reversão das tendências observadas, nos mercados energéticos, no 1T20, verificada no final do 2T20, é expectável que acarrete alguma diluição destes ganhos ao longo do 2S20.

É de notar que os impostos de geração em Espanha e o *clawback*, em Portugal, mantiveram-se relativamente estáveis no 1S20, atingindo o valor de €13M, reflectindo por um lado a sua suspensão, mas por outro lado um volume de produção mais baixo e preços na pool mais baixos (em Espanha).



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 PMEs; (2) Inclui custos de combustível, custos de emissões CO2 e custos de cobertura.

DR Operacional (€ Milhões) (1)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	75	80	-7%	-6
OPEX	17	17	2%	0
Outros custos operacionais Líquidos	-0	-1	80%	1
Joint Ventures e Associadas	2	0	290%	1
EBITDA	60	65	-9%	-6
EBIT	38	41	-7%	-3

Taxa de Câmbio - Média do período	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	5,40	4,34	-20%	+1,06

DR Operacional (R\$ Milhões)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	403	348	16%	+54
OPEX	86	68	26%	+18
Outros custos operacionais Líquidos	-3	-4	34%	+1
Joint Ventures e Associadas	0	-0	-	0
EBITDA	319	285	12%	+35
EBIT	221	182	22%	39

Indicadores chave	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
PLD	132	211	-38%	-79
GSF (2)	97%	121%	-20%	-24p.p,

Comerc. e GE - Indicadores chave	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	14.295	6.974	105%	+7.320
Margem Bruta (R\$ Milhões)	42	41	1%	+0
EBITDA (R\$ Milhões)	9	18	-52%	-9
EBIT (R\$ Milhões)	7	12	-41%	-5

Térmica - Factores Chave e Financeiros (3)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Produzida (GWh)	476	1.395	-66%	-918
Disponibilidade	88%	97%	-9%	-9p.p,
Margem Bruta (R\$ Milhões)	361	307	18%	+54
EBITDA (R\$ Milhões)	310	267	16%	+44
EBIT (R\$ Milhões)	214	170	26%	+44

Gestão de Energia no Brasil 1S20



(1) Inclui impactos GSF, PLD e MRE

Nas nossas actividades de comercialização e gestão de energia no Brasil, o EBITDA decresceu 9% para €60M, reflectindo a depreciação do real face ao euro de 20% em termos homólogos (-€14M no EBITDA).

O EBITDA proveniente do segmento Clientes e Gestão de Energia no Brasil recuou 52% em moeda local, atingindo R\$9M, devido essencialmente ao pior desempenho nas actividades de gestão de energia, dado o PLD mais baixo de R\$76/MWh no 2T20 vs. R\$131/MWh no 2T19. Para além disso, estes resultados são em parte explicados pelas diferentes dinâmicas existentes nos preços e volumes, juntamente com o aumento do número de operações estruturadas na comercializadora, mas com margens inferiores.

Na nossa central de produção térmica, Pecém I, o período do 2T20 foi caracterizado pela estabilidade dos resultados potenciados pelo CAE em vigor até 2026, com base na sua disponibilidade. No 2T20 esta central esteve totalmente parada, como consequência da queda na procura de electricidade. Posto isto, o EBITDA cresceu +16% no 1S20 face ao período homólogo para R\$310M impulsionado pelo 1T20, beneficiando de: (i) melhor comparação em termos homólogos nos custos variáveis, uma vez que no 1S19 houve uma disparidade significativa entre o custo do carvão no momento de aquisição e no momento de venda de energia; (ii) o aumento da receita fixa, devido ao ajuste anual que decorreu em Nov-19; e (iii) dos ajustes no balanço do Adomp (relacionados com a trajectória descendente em relação ao nível de referência de disponibilidade da central de Pecém).

(1) Para efeitos de reporte do Grupo, as rubricas referentes à Holding e outras actividades da EDP Brasil são distribuídas pelos segmentos de negócio; (2) GSF ponderado; (3) Valores de Pecém com base na contabilidade individual.

edp'

Demonstrações de resultados
& anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

1S20 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1.380	2.672	3.655	(1.525)	6.183
Margem Bruta	1.261	851	556	(10)	2.657
Fornecimentos e serviços externos	172	160	127	(57)	402
Custos com pessoal e benefícios sociais	95	102	70	55	322
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(172)	154	75	11	68
Custos Operacionais	94	416	272	9	791
Joint Ventures e Associadas	(3)	4	3	1	5
EBITDA	1.163	440	287	(19)	1.871
Provisões	(0)	21	31	0	51
Amortizações e imparidades (1)	380	176	185	27	768
EBIT	784	243	71	(46)	1.052

1S19 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1.408	3.082	4.526	(1.909)	7.107
Margem Bruta	1.277	893	454	(22)	2.601
Fornecimentos e serviços externos	174	173	133	(60)	421
Custos com pessoal e benefícios sociais	91	113	66	53	324
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(252)	135	46	19	(52)
Custos Operacionais	13	421	246	13	693
Joint Ventures e Associadas	6	1	2	3	12
EBITDA	1.269	473	210	(32)	1.921
Provisões	(1)	5	0	0	5
Amortizações e imparidades (1)	411	178	119	27	735
EBIT	859	290	91	(60)	1.180

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

Demonstração de Resultados por Trimestre

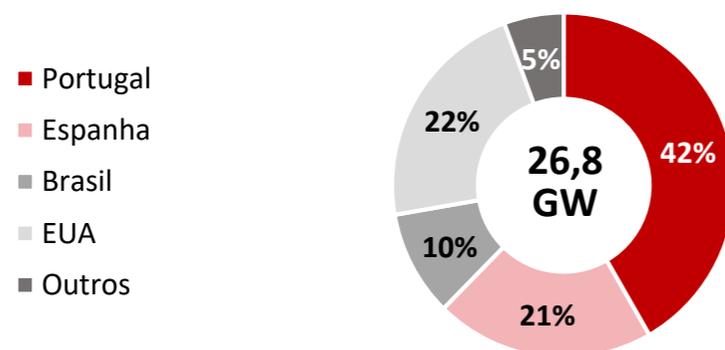


Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	Δ YoY %	Δ QoQ %	1S19	1S20	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.744	3.363	3.340	3.886	3.502	2.681			-20%	-23%	7.107	6.183	-13%
Custo com vendas de energia e outros	2.383	2.123	2.131	2.479	2.027	1.499			-29%	-26%	4.506	3.526	-22%
Margem Bruta	1.361	1.240	1.209	1.407	1.475	1.182			-5%	-20%	2.601	2.657	2%
Fornecimentos e serviços externos	200	221	223	253	201	201			-9%	0%	421	402	-5%
Custos com pessoal e benefícios sociais	159	164	156	140	165	157			-4%	-5%	324	322	0%
Outros custos operacionais (líquidos)	81	(133)	77	(31)	128	(60)			-54%	-147%	(52)	68	-
Custos Operacionais	439	253	456	363	494	297			17%	-40%	693	791	14%
Joint Ventures e Associadas	5	7	2	11	(1)	6			-8%	-589%	12	5	-59%
EBITDA	927	994	755	1.055	980	891			-10%	-9%	1.921	1.871	-3%
Provisões	4	1	92	4	16	35			2501%	121%	5	51	928%
Amortizações e imparidades (1)	374	362	358	672	367	401			11%	9%	735	768	4%
EBIT	550	631	305	378	597	455			-28%	-24%	1.180	1.052	-11%
Resultados financeiros	(186)	(185)	(175)	(124)	(206)	(162)			-12%	-21%	(371)	(368)	1%
Resultado antes de impostos e CESE	364	446	130	254	391	293			-34%	-25%	810	684	-15%
IRC e Impostos diferidos	99	38	9	80	92	42			10%	-55%	137	134	-2%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	67	(0)	1	1	63	(0)			-23%	-	67	62	-6%
Resultado líquido do período	198	408	120	173	236	252			-38%	7%	606	488	-20%
Atrib. Accionistas da EDP	100	305	55	51	146	169			-45%	16%	405	315	-22%
Atrib. Interesses não controláveis	98	104	65	121	90	83			-20%	-8%	201	173	-14%

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

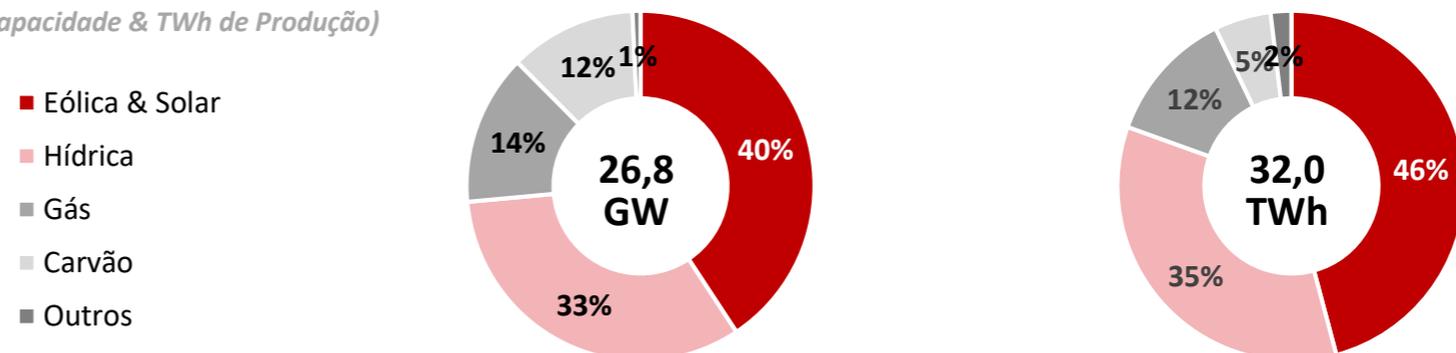
Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Jun-20	Jun-19	Δ MW	Δ %	1S20	1S19	Δ GWh	Δ %	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20
Eólico	10.743	11.248	-504	-4%	14.523	16.017	-1.493	-9%	8.356	7.661	5.651	8.100	7.707	6.816		
EUA	5.824	5.242	+581	11%	8.692	8.309	+383	5%	4.196	4.113	2.975	4.217	4.453	4.239		
Portugal	1.160	1.351	-191	-14%	1.258	1.631	-372	-23%	832	799	549	971	710	548		
Espanha	1.974	2.288	-313	-14%	2.102	3.009	-907	-30%	1.621	1.388	893	1.397	1.172	929		
Brasil	331	467	-137	-29%	388	697	-310	-44%	314	384	561	499	161	227		
Resto de Europa (2)	1.226	1.670	-445	-27%	1.662	1.930	-269	-14%	1.160	770	498	835	1.007	655		
Resto de Mundo (3)	230	230	-	0%	421	441	-19	-4%	233	208	174	181	203	218		
Solar	145	145	-	0%	140	141	-0	0%	55	85	85	48	54	86		
Hídrica	8.785	8.785	-	0%	11.079	6.803	+4.275	63%	4.055	2.748	2.161	5.132	6.731	4.348		
Portugal	6.759	6.759	-	0%	7.558	3.919	+3.639	93%	2.395	1.523	1.539	3.629	4.692	2.866		
Bombagem	2.806	2.806	-	0%	-1.027	-838	-189	-23%	-423	-414	-363	-624	-534	-493		
Fio de água	2.408	2.408			3.872	1.900	+1.972	104%	1.285	615	703	1.497	2.289	1.582		
Albufeira	4.294	4.294			3.601	1.947	+1.653	85%	1.067	880	827	2.076	2.346	1.255		
Mini-hídricas	57	57			85	72	+14	19%	43	28	10	57	57	29		
Espanha	426	426	-	0%	392	417	-25	-6%	274	143	59	404	230	162		
Brasil	1.599	1.599	-	0%	3.129	2.468	+661	27%	1.386	1.081	563	1.099	1.809	1.320		
Gás/ CCGT	3.729	3.729	-	0%	3.952	3.720	+233	6%	1.315	2.405	3.745	2.719	2.253	1.699		
Portugal	2.031	2.031			2.272	2.386	-114	-5%	768	1.618	2.133	1.318	1.330	942		
Espanha	1.698	1.698			1.680	1.333	+347	26%	547	786	1.612	1.400	924	757		
Carvão	3.150	3.150	-	-	1.681	6.423	-4.742	-74%	3.778	2.645	2.307	2.126	1.160	521		
Portugal	1.180	1.180			29	3.155	-3.126	-99%	1.934	1.221	512	353	38	-9		
Espanha	1.250	1.250			1.175	1.873	-698	-37%	1.036	837	668	588	645	530		
Brasil	720	720			476	1.395	-918	-66%	807	587	1.127	1.185	477	0		
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	-	0%	521	552	-31	-6%	332	220	337	335	331	190		
Outros	42	49	-7	-14%	96	161	-65	-40%	82	79	64	46	49	46		
Portugal	17	24			67	95	-29	-30%	49	46	36	32	34	32		
Espanha	25	25			29	65	-36	-55%	32	33	28	14	15	14		
TOTAL	26.750	27.262	-511	-2%	31.992	33.816	-1.824	-5%	17.974	15.842	14.349	18.505	18.286	13.707		
Do qual:																
Portugal	11.152	11.350	-198	-2%	11.188	11.191	-3	0%	5.981	5.210	4.772	6.305	6.806	4.382		
Espanha	5.529	5.842	-313	-5%	5.899	7.250	-1.350	-19%	3.843	3.407	3.597	4.137	3.317	2.582		
Brasil	2.650	2.787	-137	-5%	3.993	4.560	-567	-12%	2.507	2.052	2.250	2.783	2.446	1.547		
EUA	5.914	5.332	+581	11%	8.792	8.409	+383	5%	4.235	4.174	3.035	4.253	4.491	4.301		

Capacidade Instalada por País a Jun-20



Detalhe por tecnologia no 1S20

(GW Capacidade & TWh de Produção)



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

RAB (€ Milhões)	Jun-20	Jun-19	Δ %	Δ Abs
Portugal	2.906	2.974	-2,3%	-68
Muito Alta / Alta / Média Tensão	1.754	1.816	-3,4%	-62
Baixa Tensão	1.152	1.157	-0,5%	-6
Espanha (1)	775	950	-18,4%	-175
Brasil (R\$ Milhões)	8.085	6.322	27,9%	+1.762
Distribuição	4.781	4.994	-4,3%	-213
EDP Espírito Santo	2.376	2.601	-8,7%	-225
EDP São Paulo	2.405	2.393	0,5%	+12
Transmissão (2)	3.304	1.328	148,7%	+1.976
RAB TOTAL	5.004	5.072	-1,3%	-68

Redes	Jun-20	Jun-19	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	343.429	340.165	1,0%	+3.264
Portugal	228.177	226.633	0,7%	+1.544
Espanha	20.785	20.729	0,3%	+56
Brasil	94.467	92.917	1,7%	+1.550
Distribuição	94.280	92.804	1,6%	+1.476
Transmissão	187	113	65,5%	+74

DTCs (mil)	Jun-20	Jun-19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	25	19	32%	+6
Espanha	7	7	0%	-

Contadores Inteligentes (mil)	Jun-20	Jun-19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	2.942	2.283	29%	+659
% do Total	46,7%	36,5%	27,9%	10,2 p.p.
Espanha	666	665	0%	+1

Clientes Ligados (mil)	Jun-20	Jun-19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6.300	6.253	0,8%	+48
Muito Alta / Alta / Média Tensão	26	25	1,2%	+0
Baixa Tensão Especial	37	37	1,4%	+1
Baixa Tensão	6.238	6.191	0,8%	+47
Espanha	669	668	0,2%	+2
Alta / Média Tensão	1	1	18,9%	+0
Baixa Tensão	668	666	0,2%	+1
Brasil	3.538	3.470	2,0%	+69
EDP São Paulo	1.946	1.900	2,5%	+47
EDP Espírito Santo	1.592	1.570	1,4%	+22
TOTAL	10.508	10.390	1,1%	+118

Qualidade de serviço	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
----------------------	------	------	-----	--------

Perdas (3)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	9,9%	10,0%	-0,4%	0 p.p.
Espanha	4,0%	3,9%	2,2%	0,1 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,3%	8,3%	0,6%	0,1 p.p.
Técnicas	5,5%	5,6%	-2,3%	-0,1 p.p.
Comerciais	2,8%	2,7%	6,8%	0,2 p.p.
EDP Espírito Santo	12,8%	12,5%	2,9%	0,4 p.p.
Técnicas	8,2%	7,6%	7,9%	0,6 p.p.
Comerciais	4,6%	4,8%	-4,9%	-0,2 p.p.

Ordens Remotas (% do Total)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	49%	40%	23,1%	9,1 p.p.
Espanha	97%	99%	-2,3%	-2,3 p.p.

Telecontagem (%)	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	73%	70%	5%	3,2 p.p.
Espanha	100%	100%	0%	0 p.p.

Electricidade distribuída (GWh)	1S20	1S19	Δ %	Δ GWh
Portugal	21.477	22.645	-5,2%	-1.168
Muito Alta Tensão	1.195	1.224	-2,4%	-30
Alta / Média Tensão	9.867	10.792	-8,6%	-925
Baixa Tensão	10.416	10.629	-2,0%	-213
Espanha	3.752	4.247	-11,6%	-494
Alta / Média Tensão	2.697	3.126	-13,7%	-428
Baixa Tensão	1.055	1.121	-5,9%	-66
Brasil	11.868	12.946	-8,3%	-1.078
Clientes Livres	5.242	5.672	-7,6%	-431
Industrial	665	871	-23,6%	-206
Residencial, Comercial & Outros	5.961	6.403	-6,9%	-442
TOTAL	37.097	39.833	-6,9%	-2.736

Investimentos financeiros & activos para venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Jun-20	Jun-19	Δ %	Δ MW	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.	Jun-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	550	371	48%	+179	-5	4	-	-9	461	460	0%	+0
Espanha	152	152										
Estados Unidos	398	219										
Outros	0	0										
EDP Brasil	0	539	-	-539	8	4	109%	+4	321	464	-31%	-143
Renováveis	551	539										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	10	0%	0	2	5	-54%	-3	160	174	-8%	-13
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Instrum. Cap. Próprio a Justo valor									174	171	-	4
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									2.776	2.177	-	+599
TOTAL	560	920	-39%	-360	2	5	-54%	-3	3.893	3.446	13%	447

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Jun-20	Jun-19	Δ %	Δ MW	1S20	1S19	Δ %	Δ Abs.	Jun-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	4.125	4.765	-13%	-641	122	135	-10%	-13	2.551	2.547	0%	+4
Ao nível da EDP Renováveis:	2.230	2.783	-20%	-553	76	91	-16%	-14	1.334	1.362	-2%	-27
P. Ibérica	589	853										
América do Norte	1.210	1.210										
Resto da Europa	269	557										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR	1.895	1.982	-4%	-88	46	45	2%	1	1.217	1.186	3%	31
EDP Brasil	1.725	1.734	-1%	-9	55	70	-22%	-15	980	1.267	-23%	-287
Ao nível da EDP Brasil:	598	598	0%	0	11	19	-41%	-8	188	246	-23%	-58
Hídrica	598	598										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.127	1.137	-1%	-9	44	51	-15%	-7	792	1.021	-22%	-229
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	115	119	-3%	-4	-4	-3	3%	0	-44	-40	9%	-4
TOTAL	5.965	6.619	-10%	-653	173	201	-14%	-28	3.487	3.774	-8%	-287

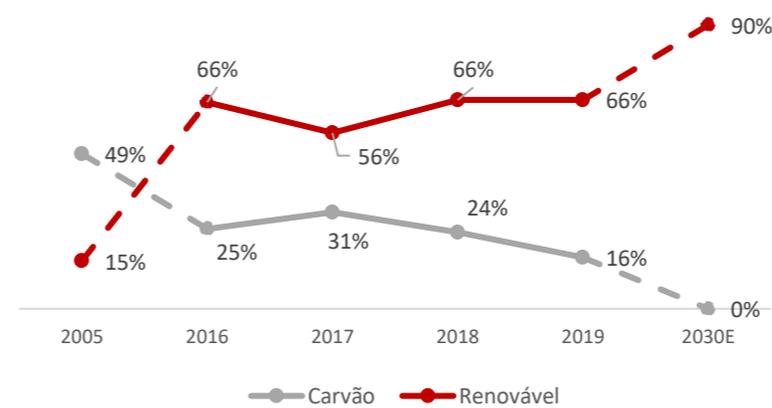
Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Jun-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	6%	0
EDP Brasil	89	134	-33%	-45
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	713	774	-8%	-61
TOTAL	802	908	-12%	-106

Ambiente	1S20	1S19	Δ %
Geração renovável (%)	80%	68%	19%
Emissões			
Emissões CO2 específicas (g/KWh) (1)	96	221	-57%
Emissões GEE Scope 1 (ktCO2eq)	3.045	7.461	-59%
Emissões GEE Scope 2 (ktCO2eq)	464	388	20%
Qualidade do Ar			
Emissões NOx (kt)	2,14	5,47	-61%
Emissões SO2 (kt)	2,23	7,67	-71%
Emissões de Partículas (kt)	0,54	0,66	-18%
Gestão da Água			
Total de água captada (10³m³)	150.964	660.612	-77%
Total de água consumida (10³m³)	7.210	9.460	-24%
Gestão do Carvão & Resíduos			
Res. de combustão de carvão gerados (t)	58.513	249.605	-77%
Res. de combustão de carvão reciclados (%)	96%	95%	1%
Taxa média de valorização de resíduos (%)	97%	98%	0%
Matérias ambientais (k€)			
Investimentos	21.981	46.937	-53%
Gastos	87.450	137.497	-36%
Multas e Penalidades Ambientais	1,5	3,0	-50%

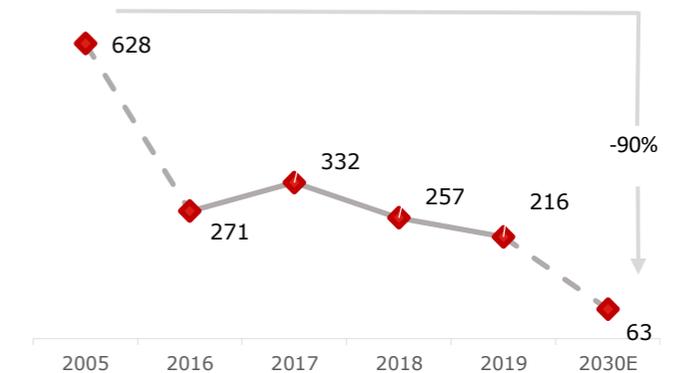
Modelo de negócio & Inovação	1S20	1S19	Δ %
Mobilidade Sustentável			
Electrificação da frota ligeira (%)	8,9%	n.a.	n.a.
Pontos de carregamento eléctrico (#)	1.073	544	97%
Cientes com soluções de mob. eléctrica (#)	14.400	8.795	64%
Novas oportunidades de negócio			
Contad. inteligentes na Pen. Ibérica (%)	52%	43%	19%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	8%	7%	11%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (k€)	118.105	79.317	49%
Cons. eléctrico abastecido por redes intel. (%)	77%	n.a.	n.a.
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	62%	66%	-7%
CAPEX em Renováveis (%)	65%	48%	36%

Capital Humano	1S20	1S19	Δ %
Emprego			
Colaboradores (#)	11.640	11.570	1%
Colaboradores femininos (%)	26%	25%	4%
Índice de rotatividade ou turnover	5,51%	6,07%	-9%
Formação			
Total de horas (h)	101.355	187.562	-46%
Colaboradores com formação (%)	79%	76%	4%
Investimento directo com formação (k€)	1.026	1.489	-31%
Prevenção e Segurança			
Acidentes EDP (3)	8	14	-43%
Acidentes Prest. de Serv. Externos (PSE) (3)	34	36	-6%
Acidentes mortais EDP	0	0	n.a.
Acidentes mortais PSE	1	0	n.a.
Índice Frequência EDP	0,71	1,27	-44%
Índice Frequência PSE	1,54	1,72	-10%

% Renováveis e Carvão na Geração



Emissões de CO₂ Específicas (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.

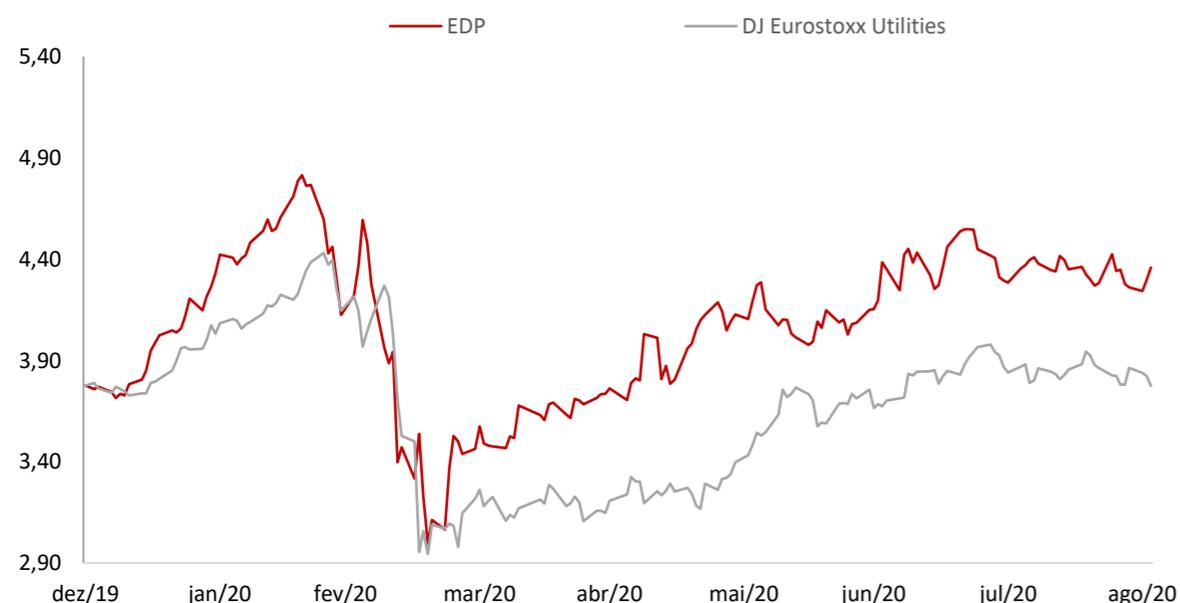
Principais Ratings ESG

	Última Actualização	Intervalo	Pontuação	Classificação (4)
SAM ESG (DJSI)	2019	[0-100]	90	1º
FTSE Russel (FTSE4Good)	2020	[0-5]	4.5	Top 3%
VigeoEiris (Euronext Vigeo) (5)	2020	[0-100]	n.a.	n.a.
ISS-OEKOM (GCI)	2018	[D-A+]	B-	n.a.
Sustainalytics (STOXX ESG) (6)	2020	[100-0]	24.6	n.a.
MSCI Reserch (MSCI ESG)	2019	[CCC-AAA]	AAA	n.a.
CDP Climate Change	2019	[D-A]	A-	n.a.
CDP Water Security	2019	[D-A]	A	n.a.
Ethisphere	2019	Y/N	Yes	n.a.

Informação detalhada em: www.edp.com > Sustentabilidade > Investimento Sustentável > Desempenho 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) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais. (4) SAM e Vigeo: os peers comparáveis excluem as empresas que gerem as redes de transporte, incluindo apenas as que lidam com toda a cadeia de valor da electricidade e com o fornecimento de electricidade/gás; (5) A EDP ainda não teve acesso ao score global de 2020; (6) Rating mede o risco ESG não gerido, distinguindo entre cinco níveis que variam entre 100 (Severo) e 0 (Negligenciável). A classificação de risco global da EDP em Junho de 2020 foi de 24,6, no contexto do ciclo anual e contínuo de avaliação de 2019.

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 13-Jan:** EDP assegura acordo CAE para projecto solar no Brasil
- 13-Jan:** Convite para apresentação de ofertas de venda em dinheiro (tender offer) sobre híbrido e nova emissão de híbrido green
- 13-Jan:** EDP fixa o preço para emissão de instrumentos representativos de dívida green subordinada em EUR 750 Milhões com cupão de 1,7%
- 21-Jan:** Resultados das ofertas de venda em dinheiro (Tender Offer) sobre híbrido com 5,375% de cupão
- 23-Jan:** A EDP e ENGIE chegam a um acordo para criar uma Joint-Venture 50:50 para projetos eólicos offshore
- 29-Jan:** EDP assegura contratos no leilão de energia eólica em Itália
- 12-Fev:** EDP conclui a transacção de asset rotation em eólicas no Brasil no valor de €0,3 MM
- 26-Fev:** Anúncio e conclusão da oferta de “Accelerated Bookbuild” pela CTG
- 28-Fev:** Fitch mantém rating da EDP em “BBB-” e revê outlook para positivo
- 9-Mar:** EDP vende défice tarifário em Portugal por €0,8 mil milhões
- 7-Abr:** EDP emite “Green Bond” de €750 Milhões a 7 anos a 1,625%
- 16-Abr:** Pagamento de dividendos – Ano 2019
- 16-Abr:** EDP assegura CAE de central solar de 200 MW no México
- 23-Abr:** The Capital Group notifica participação qualifica na EDP de 2,05%
- 7-Mai:** EDP assegura CAE Solar de 100 MW nos Estados Unidos
- 18-Mai:** EDP vende 2 CCGTs e actividade de comercialização B2C em Espanha por €515 milhões
- 19-Mai:** Paul Elliot Singer reduz participação na EDP para 1,91%
- 25-Jun:** State Street Corporation reduz participação na EDP para 1,74%
- 6-Jun:** Esclarecimento sobre suspensão de funções de Presidente e membro do CAE
- 14-Jul:** EDP vende défice tarifário em Portugal por €0,3 mil milhões
- 14-Jul:** Antecipação do processo de encerramento de centrais a carvão na Península Ibérica
- 15-Jul:** EDP estabelece um acordo com a Macquarie para adquirir a Viesgo e anuncia emissão de novas acções
- 7-Ago:** Resultados da Oferta e do rateio
- 10-Ago:** EDP anuncia transacção de rotação de activos de parques eólicos em Espanha, no valor de €0,5 mil milhões
- 11-Ago:** Registo comercial do aumento de capital
- 29-Ago:** EDPB anuncia programa de compra de acções próprias e update da política de dividendos
- 2-Set:** EDP anuncia transacção de sell down de portefólio solar e eólico na América do Norte por \$0,7 MM

EDP em bolsa	YTD ¹	52W 02/09/2020	2019
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	4,359	4,359	3,777
Máximo	4,874	4,874	3,8292
Minímo	2,9262	2,9262	2,9183
Média	3,978	3,871	3,355
Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
Volume de negócios (€ Milhões)	7.971	10.306	6.018
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	46	40	24
Volume transaccionados (milhões de acções)	2.004	2.663	1.794
Volume médio diário (milhões de acções)	11,65	10,40	7,04

Dados Acções EDP (milhões)	1S20	1S19	Δ %
Total de acções (2)	3.656,5	3.656,5	
Acções próprias	21,1	21,4	-2%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director
 Sónia Pimpão
 Carolina Teixeira
 Andreia Severiano
 Pedro Gonçalves Santos

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

(1) 1-Jan-2020 até 2-Setembro-2020; (2) Em Ago-20, a EDP concluiu o aumento de capital reservado a accionistas, com emissão de acções, alterando o número total de acções emitidas de 3.656.537.715 para 3.965.681.012.