



1T20

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, 7 de Maio de 2020

Dados-chave Operacionais	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW) Peso de Renováveis (1)	26.544 73%	27.208 74%	-2% -	-663 -1p.p.
Produção (GWh) Peso de Renováveis (1)	18.286 79%	17.974 69%	2% -	+312 10p.p.
Emissões específicas de CO2 (g/KWh)	110	228	-52%	-118
Cientes fornecidos (mil contractos)	11.396	11.400	-0%	-4
Cientes ligados (mil contractos)	10.480	10.353	1%	+127

Demonstração de Resultados (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.475	1.361	8%	+114
OPEX	366	359	2%	+7
Outros custos operacionais (Líqu.)	128	81	59%	+47
Custos Operacionais	494	439	12%	+55
Joint Ventures e Associadas (2)	(1)	5	-	-7
EBITDA	980	927	6%	+53
EBIT	597	550	9%	+47
Resultados financeiros	(206)	(186)	-11%	-20
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	155	166	-6%	-11
Interesses não controláveis	90	98	-8%	-8
Resultado líquido (accionistas da EDP)	146	100	45%	+45

Dados-chave de Performance (€ M)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (4)	980	927	6%	+53
Renováveis	549	559	-2%	-10
Redes	237	242	-2%	-6
Cientes & Gestão de energia	203	117	74%	+86
Outros	(9)	9	-	-18
Resultado líquido recorrente (4)	252	167	51%	+85

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	12.713	13.827	-8%	-1.114
Dívida líquida /EBITDA (x) (5)	3,4x	3,6x	-6%	-0,2x

O resultado líquido do 1T20 totalizou €146M, uma recuperação de 45% face ao 1T19, o qual tinha sido fortemente penalizado por um volume de produção de energia hídrica anormalmente baixo (em Portugal -48% face à média histórica). Este 1T20 teve um impacto reduzido do período de confinamento associado à pandemia Covid-19, que teve início nos nossos principais mercados em meados de Março.

Nas energias renováveis, nos últimos 12 meses, a EDP instalou +0,8 GW de capacidade eólica e solar nos EUA, Europa e Brasil. De acordo com o nosso plano estratégico, desde o início de 2019 a EDP celebrou contratos a longo prazo para venda da energia a produzir por 5,9 GW de novos projectos de energia eólica e solar com entrada em operação prevista entre 2019-2022, cobrindo **83% do objetivo de crescimento** para este período. Destes projetos, 1,3 GW encontravam-se em fase de construção a Mar-20. Na energia eólica *offshore*, a Jan-20 foram acordados os termos da nova joint-venture 50/50 entre a EDP e a Engie. **Nas redes de electricidade**, o crescimento concentra-se no Brasil: na transmissão, atingimos 63% de execução do investimento, com a entrada parcial em operação em Janeiro de 2020 de uma segunda linha de 203 km, a linha do Maranhão, 19 meses antes do prazo regulatório. **Na comercialização**, manteve-se o foco na qualidade de serviço, que suportou a estabilidade do portefólio de clientes de electricidade e crescimento na actividade de prestação de novos serviços fornecidos.

O EBITDA subiu 6%, €980M no 1T20. No **segmento renováveis**, a recuperação dos recursos hídricos na Península Ibérica contribuiu para o incremento de 87% na produção no 1T20 (mesmo assim, 9% abaixo da média histórica em Portugal), representando um aumento de €65M no EBITDA. Em relação à energia eólica e solar, a desconsolidação de activos eólicos no âmbito das transacções de *asset rotation* do ano passado (contributo de €49M no 1T19), em conjunto com os baixos recursos eólicos (10% abaixo da média histórica), justificam o decréscimo na produção de 8%. **Na actividade de redes**, os resultados foram penalizados pela desvalorização do Real Brasileiro face ao Euro em 13%. **No segmento de clientes e gestão de energia**, os resultados foram marcados pela boa performance da nossa actividade de gestão de energia na Península Ibérica e pela nossa política de cobertura de risco em mercados energéticos, que mitigou os impactos da deterioração das condições de mercado para as centrais de produção a carvão (-77% de produção em termos homólogos).

O resultado líquido no 1T20 foi penalizado pelo impacto negativo não-recorrente da recompra da nossa obrigação híbrida executada no período (-€45M). Excluindo este efeito e a contribuição extraordinária sobre o sector energético em Portugal (-€61M), o resultado líquido recorrente apresenta um crescimento de 51%, para €252M. Este resultado inclui o impacto positivo da gestão proactiva da dívida nos últimos trimestres, num contexto de taxas de juro baixas e trajetória descendente das mesmas no Brasil no último ano, que contribuiu para uma **redução do custo médio de dívida para 3,4% (-60pb em termos homólogos)**.

No 1T20, a dívida líquida foi reduzida em 8%, para €12,7 MM, o valor absoluto mais baixo dos últimos 13 anos (desde 2007). O rácio de endividamento Dívida Líquida Ajustada/EBITDA melhorou de 3,6x a Dez-19 para 3,4x. O **cash flow recorrente orgânico cresceu 51% para €0,7 MM no 1T20**, impulsionado pela evolução do EBITDA.

A Mar-20, a nossa posição de liquidez financeira era de €6,9 MM, cobrindo as nossas necessidades de refinanciamento para além de 2022. Já em Abril de 2020, em pleno período de confinamento Covid-19, a EDP emitiu €750M em obrigações *green* com maturidade de 7 anos a uma *yield* de 1,7%.

A Assembleia Geral de Accionistas foi realizada através de meios telemáticos a 16 de Abril e aprovou, com uma **taxa de aprovação superior a 99%**, a distribuição de um dividendo relativo ao exercício de 2019 no valor de **€0,19 por acção**. Este dividendo representa um **payout de 81% sobre o resultado líquido recorrente**, com **pagamento previsto a 14 de Maio** (data *ex-dividend* a 12 de Maio).

(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)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	1T YoY	
													Δ %	Δ Abs.
Renováveis	549	559	-2%	-10	559	710	396	631	549				-2%	-10
Eólica & Solar	340	387	-12%	-47	387	578	256	431	340				-12%	-47
Hídrica - P. Ibérica	177	112	58%	+65	112	93	109	151	177				58%	65
Hídrica - Brasil	32	60	-47%	-28	60	39	31	50	32				-47%	-28
Redes	237	242	-2%	-6	242	231	278	246	237				-2%	-6
P. Ibérica	161	165	-3%	-5	165	173	159	134	161				-3%	-5
Brasil	76	77	-1%	-1	77	58	118	113	76				-1%	-1
Clientes & Gestão de energia	203	117	74%	+86	117	94	77	192	203				74%	86
P. Ibérica	167	85	97%	+82	85	60	45	150	167				97%	82
Brasil	36	32	14%	+4	32	34	32	43	36				14%	4
Outros	(9)	9	-	-18	9	(41)	4	(15)	(9)				-	-18
EBITDA consolidado	980	927	6%	+53	927	994	755	1.055	980				6%	53
- Ajustamentos (1)	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-				-	+0
EBITDA Recorrente	980	927	6%	+53	927	994	755	1.058	980				6%	53

EBITDA 1T20

Portugal46%

Brasil16%

América do Norte16%

Espanha16%

Outros (2)7%

€0,98 Bn

Renováveis56%



O EBITDA no 1T20 totalizava €980M (+6% em termos homólogos) apoiado por resultados de uma gestão exemplar de energia e de um efeito combinado de recursos hídricos robustos e uma estratégia de hedging bem-sucedida. Como resultado, o segmento de clientes e gestão de energia foi o principal potenciador de crescimento enquanto o crescimento do renováveis foi prejudicado pela desconsolidação de projectos vendidos como consequência da aplicação da nossa estratégia de *asset rotation* durante 2019 (-€49M), condições de mercado adversas no Brasil (-€28M em termos homólogos). Para além disso o FOREX também teve um impacto negativo no EBITDA de -€18M, associado a depreciação do BRL em relação EUR de 13%. **No 1T20, não houve efeitos extraordinários registados no EBITDA, no entanto os recursos hídricos e eólicos ficaram aproximadamente 10% abaixo da média histórica, prejudicando o EBITDA em cerca de €70M.**

Renováveis (56% do EBITDA, €549M no 1T20) – O EBITDA apresentou um decréscimo de 2% em termos homólogos, o efeito positivo associado à recuperação de recursos hídricos em conjunto com a nossa estratégia de hedging possibilitou um incremento de €65M em termos homólogos. No entanto este efeito foi supresso pela desconsolidação de activos eólicos vendidos (-€49M), performance fraca do EBITDA associado aos recursos hídricos no Brasil (-€28M em termos homólogos, devido a compra de electricidade de alta voltagem através de contractos bilaterais como resultado na nossa estratégia de alocação), recursos eólicos fracos comparativamente com o período homólogo (10% abaixo da média histórica) efeitos cambiais desfavoráveis (-€5M).

Redes Reguladas (24% do EBITDA, €237 no 1T20) – O EBITDA decresceu 2% em termos homólogos, reflectindo (i) em Portugal, a evolução da *yield* associados às obrigações portuguesas a 10 anos nos últimos 12 meses, que por sua vez contribuiu para uma taxa de retorno mais baixa em relação aos RAB (-50 bps em termos homólogos, 4,81% bastante próximo do limite de 4,75%) (ii) no Brasil, a depreciação do BRL em relação ao EUR de 13% (-€11M) e a queda de 5% do volume de electricidade distribuida, face ao período homólogo, contrariou os benefícios da implementação de projectos de transmissão (+€7M) e das revisões de tarifas em relação à distribuição de negócio no 2S19.

Cientes e Gestão de Energia (20% do EBITDA, €203M no 1T20) – O EBITDA aumentou 74% em termos homólogos (+€86M), estimulado sobretudo por um forte desempenho da actividade de Gestão de Energia, uma vez que a nossa estratégia de *hedging* permitiu um incremento nos resultados que teve um efeito superior em relação à produção das centrais térmicas e à estabilização dos custos às associados condições operacionais no segmento comercial. Estes efeitos foram parcialmente mitigados pelo retorno dos impactos de geração em Espanha e pelo mecanismo de *clawback* em Portugal que foi suspenso durante o 1T19. **No Brasil**, o EBITDA beneficiou principalmente da normalização dos custos variáveis da térmica face à referência do contrato de longo prazo, o que compara com um cenário negativo em 1T19.

* Não ocorreram custos extraordinários ao nível do EBITDA no 1T20 e 1T19.

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

Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	1T YoY	
										Δ %	Δ Abs.
EBITDA	980	927	6%	+53	927	994	755	1.055	980	6%	+53
Provisões	16	4	340%	+12	4	1	92	4	16	340%	+12
Amortizações e imparidades exercício	367	374	-2%	-7	374	362	358	672	367	-2%	-7
EBIT	597	550	9%	+47	550	631	305	378	597	9%	+47
Juros financeiros líquidos	(178)	(155)	-14%	-22	(155)	(151)	(152)	(139)	(178)	-14%	-22
Custos financeiros capitalizados	12	9	35%	+3	9	12	11	15	12	35%	+3
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(49)	(53)	8%	+4	(53)	(52)	(48)	(51)	(49)	8%	+4
Diferenças de câmbio e derivados	(5)	(6)	23%	+1	(6)	(11)	1	(3)	(5)	23%	+1
Outros ganhos e perdas financeiros	13	19	-33%	-6	19	18	13	53	13	-33%	-6
Resultados Financeiros	(206)	(186)	-11%	-20	(186)	(185)	(175)	(124)	(206)	-11%	-20
Resultados antes de Impostos	391	364	7%	+27	364	446	130	254	391	7%	+27
IRC e Impostos Diferidos	92	99	-6%	-6	99	38	9	80	92	-6%	-6
Taxa de imposto efectiva (%)	24%	27%	0%	-	27%	9%	7%	32%	24%		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	63	67	-6%	-4	67	(0)	1	1	63	-6%	-4
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	90	98	-8%	-8	98	104	65	121	90	-8%	-8
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	146	100	45%	+45	100	305	55	51	146	45%	+45

As amortizações e imparidades decresceram 2% em termos homólogos para €367M no 1T20, apesar da nova capacidade instalada, devido principalmente aos efeitos de desconsolidação.

Os resultados financeiros totalizaram -€206M (-11% 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 22% face ao período homólogo** para €121M no 1T20 (e €18M vs. 4T19), impulsionado pela queda de 60pb em termos homólogos do custo médio da dívida para 3,4% (vs. 4,0% no 1T19). Esta queda foi motivada pela gestão proactiva de dívida efectuada nos últimos trimestres, num contexto de baixas taxas de juros e queda de taxas de juro no Brasil ao longo do ano passado. Os **custos financeiros capitalizados** totalizaram €12M no 1T20 (+€3M em termos homólogos), e estão maioritariamente associados à transmissão no Brasil e capacidade renovável em construção.

Os impostos sobre o rendimento ascenderam a €92M (-€6M vs. 1T19), representando uma taxa efectiva de imposto de 24% no 1T20.

Os interesses não-controláveis incluem €60M relativos à EDPR e €32M relativos à EDP Brasil. O decréscimo de 8% em termos homólogos no 1T20, é essencialmente justificado pelo decréscimo no resultado líquido da EDP Brasil devido a depreciação do Real Brasileiro (detalhes página 27).

Em suma, o resultado líquido registou um incremento de 45% vs. 1T19, atingindo €146M no 1T20. Ajustado para efeitos não recorrentes(*), **o resultado líquido recorrente aumentou 51% em termos homólogos para €252M no 1T20**, uma vez que os fortes resultados provenientes da actividade de gestão de energia e da normalização parcial dos recursos hídricos, ambos na Península Ibérica, mais do que mitigaram o impacto da depreciação no Real Brasileiro na nossa participação de 51% na EDP Brasil.

(*) Impacto de eventos não recorrentes ao nível do resultado líquido: (i) **-€67M no 1T19**, incluindo a contribuição extraordinária sobre o sector energético; (ii) **-€106M no 1T20**, custos de gestão do passivo (-€45M) e a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€61M).

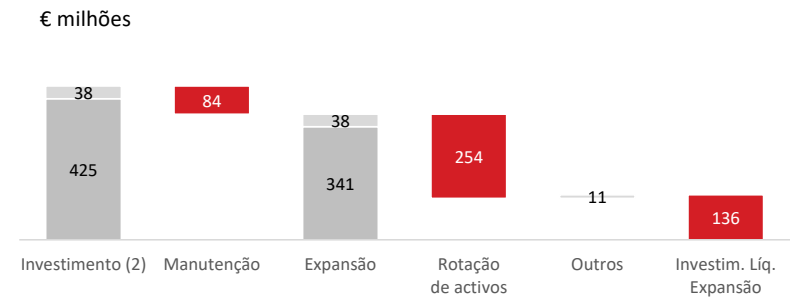
(1) Inclui "Unwinding" de responsabilidades de médio, longo prazo (parceriais institucionais nos EUA, IFRS-16, provisões para desmantelamento e descomissionamento de centrais, concessões) e juros sobre responsabilidades com fundo de pensões e cuidados médicos.

Invest. Operacional (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Expansão	341	222	53%	+119
Renováveis	271	158	72%	+113
Redes	65	63	3%	+2
Outros	5	1	-	+4
Manutenção	84	122	-31%	-38
Renováveis	5	5	-9%	-0
Redes	57	91	-37%	-34
Outros	23	26	-13%	-3
Investim. Operacional Consolidado	425	344	24%	+81

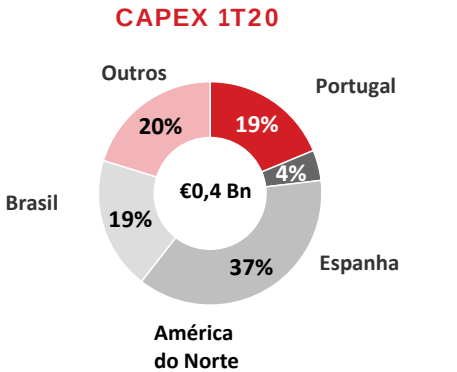
 **65%** do Investimento é Renovável

Actividade Líquida Expansão (€ M)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	341	222	53%	+118
Investim. Financeiro	38	167	-77%	-129
Encaixe de Rotação de activos	(254)	-	-	-254
Encaixe Parcerias Institucionais	(133)	0	-	-134
Aquisições e Alienações	(11)	10	-	-21
Outros (1)	155	458	-66%	-303
Investimento Líq. de Expansão	136	858	-84%	-722

Actividade de investimento em 1T20



1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20
222	335	351	816	341			
158	226	212	525	271			
63	108	136	278	65			
1	1	3	13	5			
122	146	105	161	84			
5	8	11	22	5			
91	101	59	75	57			
26	37	35	64	23			
344	481	456	977	425			



O investimento consolidado aumentou 24% para um total de €425M no 1T20, 80% dos quais dedicados à expansão. A expansão da EDP é inteiramente focada em renováveis (80%), e em Redes (c. 20%) com destaque para projectos de transmissão no Brasil.

Os investimentos financeiros no 1T20 (€38M) incluem investimentos essencialmente focados em renováveis relacionados com contribuições de capital para diversos projectos de eólica *offshore* (€17M), *onshore* e projectos solares.

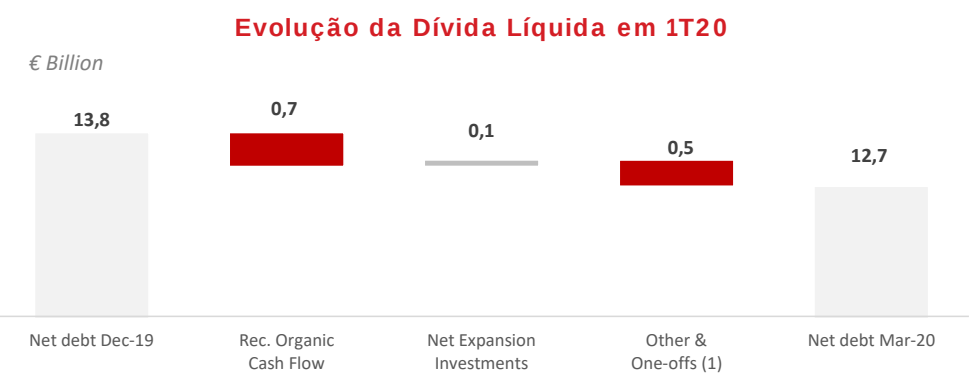
O investimento operacional de manutenção (€84M no 1T20) centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas (68% do total), nomeadamente na Península Ibérica, onde continuamos com as iniciativas relacionadas com digitalização e contadores inteligentes. Actualmente, 49% dos pontos de ligação, na P. Ibérica são pontos com contadores inteligentes. Devido a questões de atraso relacionadas com a segurança dos trabalhadores, derivadas da actual pandemia, o CAPEX no Brasil foi significativamente mais baixo, no entanto os investimentos relacionados com a redução de perdas nas redes irão ser retomados nos próximos trimestres.

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

- 1) €308M de investimento dedicado a nova capacidade renovável, distribuído entre a América do Norte (c. 64%), Europa (c. 33%) e América Latina (c. 3%). (detalhes na página 10);
 - 2) €65M de investimento em redes no Brasil, dedicado à construção de linhas de transmissão (€33M em trabalhos; 63% do total de capex relacionado com as linhas de transmissão já está executado) e à expansão da rede de distribuição (€32M);
- No 1T20, receitas provenientes da nossa estratégia de *asset rotation*, totalizaram €254M devido à conclusão da alienação de 137MWh no Brasil (Babilónia).

Em conclusão, o investimento líquido de expansão totalizou €136M no 1T20, reflectindo (i) um nível actividade de construção intenso (379M, relativamente estável em termos homólogos), essencialmente nos Estados Unidos da América e na Europa (c. 80%); que por sua vez foi compensado pelas receitas provenientes da aplicação da nossa estratégia de *asset rotation* (€254M), pelas receitas geradas a partir de parcerias de *tax equity* (€133M).

(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.



O **fluxo de caixa orgânico** recorrente atingiu **€0,7 MM** no **1T20**, traduzindo os fluxos de caixa gerados e disponíveis para cumprir a estratégia da EDP em termos de crescimento sustentável, redução de dívida e remuneração de accionistas (**dividendos**). No 1T20, o fluxo de caixa orgânico recorrente cresceu €0,2 MM vs. 1T19 para €0,7 MM, motivado pelos fortes resultados das nossas operações devido à normalização parcial dos recursos hídricos, bem como os juros mais baixos, que por sua vez foi possibilitado por uma estratégia bem sucedida de gestão do passivo (+€38M).

O **investimento de manutenção** (incluindo pagamentos a fornecedores de activos fixos) totalizou €120M no período, relacionado principalmente com o negócio de redes, apesar de algumas restrições de construção específicas em particular no Brasil.

A **actividade líquida de investimento em expansão** totalizou **€136M** no **1T20**, reflectindo; (i) actividade regular de construção (€379M) dedicada à construção de capacidade renovável e no Brasil (detalhes página 5); que foi parcialmente compensada pelas (ii) receitas provenientes do *asset rotation* de 137 MW no Brasil de €254M (€122M *equity proceeds* e €132M desconsolidação de dívida no 4T19); e (iii) receitas de parcerias internacionais nos EUA, de €133M provenientes de dois parques eólicos que totalizam 175 MW.

Os **activos regulatórios** (incluindo juros) aumentaram €103M no 1T20, influenciados principalmente por Portugal, devido a desvios inesperados vs. os pressupostos relativos ao preço da *pool* estabelecidos pela ERSE. Estes desvios serão recuperados através das tarifas dentro de 12-24 meses (detalhes página 7). Note-se que no 1T20, a EDP acordou através de 5 transacções bilaterais a venda sem recurso de €0,8 MM de défice tarifário ex-ante do sistema eléctrico português a criar em 2020 (incluindo ajustamentos), do qual €0,6 MM corresponde a uma antecipação do défice inicialmente previsto a ser suportado pela EDP até ao final de 2020.

As **variações cambiais** resultaram num decréscimo de €191M na dívida financeira líquida no 1T20, justificado principalmente pela depreciação do Real Brasileiro face ao Euro (-21% YTD para 5,70). A rubrica **Outros** inclui -€0,5 MM de impactos extraordinários no 1T20 que inclui o efeito temporário da venda antecipada de défice tarifário de 2020 (+€0,6 MM), os custos extraordinários com a gestão do passivo (€57M) e pagamento da CESE de 2019 (€68M).

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €1,1 MM no 1T20 (-8% vs. Dez-19), para €12,7 MM a Mar-20.

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

Adicionalmente, o *closing* da venda do portefólio hídrico em Portugal é esperado no 2S20 (€2,2 MM).

Mapa de Fluxos de Caixa (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (2)	968	795	22%	+173
EBITDA recorrente	980	927	6%	+53
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(12)	(132)	91%	+120
Investimento Operacional em Manutenção (3)	(120)	(152)	21%	+31
Juros financeiros líquidos pagos	(108)	(146)	26%	+38
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(4)	(16)	76%	+12
Outros	(31)	(16)	-91%	-15
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	704	465	51%	+239
Expansão	(136)	(858)	84%	+722
Capex de Expansão	(341)	(222)	-53%	-118
Investimentos Financeiros	(38)	(167)	77%	+129
Recebimentos de Rotação de Activos	254	-	-	+254
Aquisições e alienações	11	(10)	-	+21
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	133	(0)	-	+134
Outros	(155)	(458)	66%	+303
Variação de Activos Regulatórios	(103)	(225)	54%	+122
Dividendos pagos a Accionistas EDP	-	-	-	-
Variações Cambiais	191	(72)	-	+263
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	458	421	9%	+37
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	1.114	(268)	-	+1.382
Taxa de câmbio - Final de período	1T20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD	1,10	1,12	3%	+0
BRL/EUR	5,70	4,52	-21%	-1

(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)	Mar vs. Dez		
	Mar-20	Dez-19	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	19.513	19.676	-163
Activos sob direito de uso	855	829	+26
Activos intangíveis	4.064	4.224	-160
Goodwill	2.136	2.120	+16
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	3.464	3.525	-61
Impostos, correntes e diferidos	1.881	1.889	-8
Inventário	338	368	-31
Outros activos, líquido	7.884	8.127	-243
Depósitos colaterais	53	61	-9
Caixa e equivalentes de caixa	1.445	1.543	-98
Total do Activo	41.631	42.362	-730

Capital Próprio (€ Milhões)	Mar-20	Dez-19	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.658	8.858	-200
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	3.564	3.774	-210
Total do Capital Próprio	12.222	12.632	-410

Passivo (€ Milhões)	Mar-20	Dez-19	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	15.297	16.571	-1.274
Médio e longo prazo	12.466	13.125	-659
Curto prazo	2.831	3.447	-615
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.333	1.312	+21
Passivo com invest. institucionais nos EUA	1.436	1.287	+149
Provisões	1.032	1.053	-21
Impostos, correntes e diferidos	1.296	1.121	+175
Proveitos diferidos de invest. institucionais	1.014	1.003	+12
Outros passivos, líquido	8.001	7.384	+618
Total do Passivo	29.410	29.730	-320
Total do Capital Próprio e Passivo	41.631	42.362	-730

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Mar-20	Dez-19	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.333	1.312	+21
Pensões	664	631	+33
Actos médicos e outros	669	681	-12
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-410	-404	-6
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	923	908	+15

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Mar-20	Dez-19	Δ Abs.
Activos Regulatórios	455	370	+85
Portugal	449	366	+83
Brasil(1)	6	4	+2
Ajustamento "Fair value" (+)	-	-	-
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-141	-115	-26
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	313	255	+59

O montante total de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0.3MM vs. Dez-19 para €23,6MM, como consequência das variações pouco favoráveis da taxa de câmbio (€0.3MM) a Mar-20. No mesmo período encontravam-se em progresso projectos que totalizavam €1.9MM (8% activos tangíveis e intangíveis consolidados): 79% EDPR, 3% EDP Brasil e o remanescente da Península Ibérica.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquidos de passivos** (Incl. Instrumentos de Capital Próprio a Justo Valor) era €3,5MM a Mar-20, devido essencialmente a influências das variações da taxa de câmbio. Os investimentos financeiros totalizavam €1.2MM: 42% EDPR, 30% EDPB, e 28% do grupo EDP (Consultar página 27).

Os impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos decresceram €0,2MM vs. Dez-19, para €0,6MM a Mar-20. O montante em **‘Outros activos, líquidos’** sofreu um decréscimo de €0,2 MM vs. Dez-19 principalmente pela depreciação do BRL brasileiro em relação ao EUR.

Os capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP diminuíram €0,2MM, para €8,7MM a Mar-20, reflectindo por um lado o efeito positivo do resultado líquido do período, mas por outro lado, o impacto negativo do cambial. **Os interesses não controláveis** caíram €0,21MM, espelhando fortemente a evolução cambial da moeda brasileira.

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 depreciação 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 praticamente inalteradas vs. Dez-19. Esta rubrica inclui, entre outros, provisões para o desmantelamento (€488M), dos quais €276M são relativos a parques eólicos, e uma provisão relacionada com o investimento no projecto hídrico Fridão desde a atribuição da concessão (+€86M).

O montante total líquido de **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizou €313M a Mar-20 (€455M antes de impostos). A evolução durante o 1T20 é justificada principalmente pelos desvios imprevistos face aos pressupostos da ERSE, montantes que deverão ser recuperados, através de tarifas, dentro de 12 a 24 meses: (i) sobrecustos do regime especial (+€109M) causados por preços realizados mais baixos, electricidade foi vendida a um preço médio de €37/MWh face a um pressuposto de €54/MWh, por parte da ERSE e; (ii) menores quantidades de sistema de electricidade alocadas como medidas de mitigação (+€16M). Note-se que no 1T20, a EDP acordou através de 5 transacções bilaterais a venda sem recurso de €0,8 MM de défice tarifário ex-ante do sistema eléctrico português a criar em 2020 (incluindo ajustamentos), do qual €0,6 MM corresponde a uma antecipação do défice inicialmente previsto a ser suportado pela EDP até ao final de 2020

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,6MM face a Dez-19, essencialmente influenciada pela venda não recorrente de 70.6% do défice tarifário em Portugal de 2020. Esta rubrica inclui o valor de €0,87MM de passivos de locação (IFRS-16).

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

Dívida Financeira Líquida

Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Mar-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	15.058	16.222	-7%	-1.165
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	12.865	13.618	-6%	-753
EDP Renováveis	744	769	-3%	-25
EDP Brasil	1.448	1.835	-21%	-387
Juros da dívida a liquidar	175	288	-39%	-113
"Fair Value"(cobertura dívida)	65	61	5%	+3
Derivados associados com dívida (2)	(85)	(135)	37%	+50
Depósitos colaterais associados com dívida	(53)	(61)	14%	+9
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(897)	(906)	1%	+9

Dívida Financeira	14.263	15.469	-8%	-1.206
Caixa e Equivalentes	1.445	1.543	-6%	-98
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	555	377	47%	+178
EDP Renováveis	494	582	-15%	-87
EDP Brasil	395	584	-32%	-189
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	105	99	6%	+6

Dívida líquida do Grupo EDP	12.713	13.827	-8%	-1.114
------------------------------------	---------------	---------------	------------	---------------

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	1.632	Mar-25
Linhas Crédito Domésticas	256	9	256	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	2021
Total Linhas Crédito	5.921		5.313	

Credit Ratings EDP SA & EDP Finance BV

S&P

BBB-/Stable/A-3

Moody's

Baa3/Stable/P3

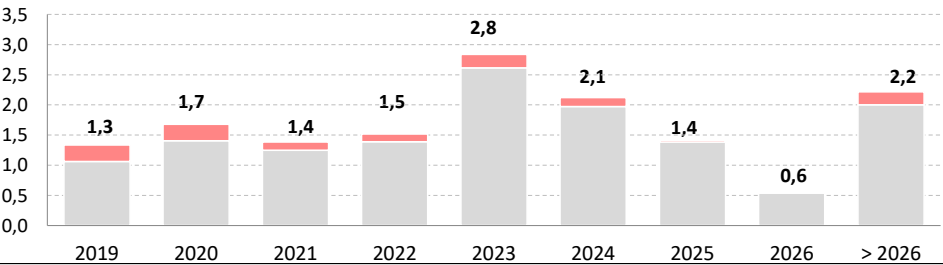
Fitch

BBB-/Positive/F3

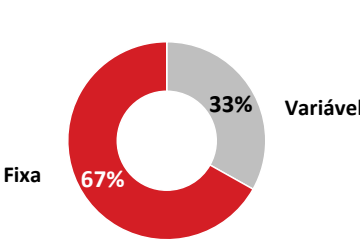
Rácios de Dívida	Mar-20	Dez-19
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (4)	3,4x	3,6x

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

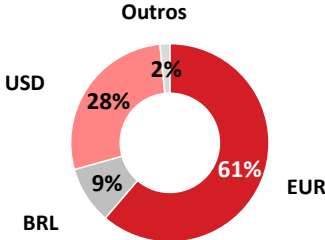
■ EDP SA & EDP Finance BV e Outros ■ EDP Brasil



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



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



A dívida financeira da EDP é emitida principalmente ao nível da *holding* (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), representando 84% da Dívida Financeira Nominal do Grupo. A dívida do Grupo é principalmente levantada através dos mercados de dívida, 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 realizou a sua primeira emissão de obrigações *green* em Set-18. Actualmente, a EDP conta com mais de €3,7 MM de obrigações *green*, o que corresponde a 29% 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 actualizou o *outlook* para positivo.

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

No 1T2020

- Recompra da obrigação híbrida de €750M, emitido em 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%.

2) Remanescente de 2020

- Em Junho, vence uma obrigação de €233 M, com um cupão de 4,125%;
- Em Setembro, vence uma obrigação de €462 M, com um cupão de 4,875%;

Em relação ao 1T2020, 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.

Operações subsequentes:

- Em Abr-20, emitiu €750M de Green Bond com um cupão de 1,625% e uma yield de 1,719%.

O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €6,9MM a Mar-20, dos quais €5,3 MM em linhas de crédito. Assim, a posição 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 derivados relacionados com a cobertura de dívida, incluindo juros corridos; (3) Após derivados cambiais; (4) Excluindo activos regulatórios; Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação das obrig. híbridas como capital em 50% (incl. juros);



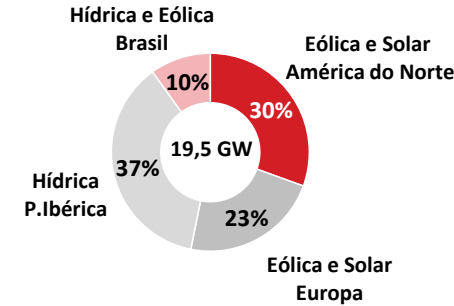
Segmentos de Negócio

Capacidade Instalada (MW)	Mar-20	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Entradas	Saídas	
EBITDA MW	19.460	-137	-663	+688	-1.351	+964
Eólica e Solar	10.676	-137	-663	+688	-1.351	+964
EUA	5.714	-	+382	+581	-199	+709
Canadá	30	-	-	-	-	+100
México	200	-	-	-	-	-
América do Norte	5.944	-	+382	+581	-199	+809
Espanha	1.974	-	-313	+53	-366	+18
Portugal	1.164	-	-191	-	-191	+6
França	53	-	-383	+4	-388	+63
Bélgica	-	-	-71	-	-71	+10
Polónia	418	-	-	-	-	+58
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	271	-	+50	+50	-	-
Europa	4.401	-	-908	+107	-1.015	+154
Brasil	331	-137	-137	-	-137	-
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

Actividade de expansão (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	271	158	72%	+113
América do Norte	159	53	200%	+106
Europa	102	102	0%	+0
Brasil & Outros	10	3	196%	+7
Investimentos Financeiros	37	167	-78%	-129
Encaixe Rotação de Activos	-254	-	-	-254
Encaixe de Parcerias institucionais	-133	0	-	-134
Aquisições/(Alienações)	-1	1	-	-2
Outros (1)	116	444	-74%	-327
Actividade de Expansão	36	770	-95%	-734

Investimento de manutenção (€ M)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	4	5	-7%	-0
Brasil	0	0	-29%	-0
Investimento de manutenção	5	5	-9%	-0

Capacidade Instalada a Mar-20



A capacidade instalada das renováveis representa **73% da nossa capacidade total (MW EBITDA)** e é neste momento o principal responsável pelo nosso crescimento. A capacidade instalada a Mar-20 era de **20,6 GW** (incluindo 1,1 GW Equity).

Nos últimos 12 meses, comissionámos **827 MW** de capacidade eólica e solar (139 MW dos quais Equity), dos quais a maior parte nos EUA (87%). No âmbito da nossa estratégia de *asset rotation* 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 Feb-20. Adicionalmente, no seguimento do comissionamento nos EUA do Prairie Queen (199 MW), executámos o *sell down* acordado a Dez-18, retendo uma participação de 20% (40 MW).

Actualmente, temos **CAEs para 5.9 GW** para suportar instalações em 2019-22, representando cerca de **83% 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 (1,3 GW), América Latina (1,2 GW) e à energia eólica *offshore* (0,3 GW).

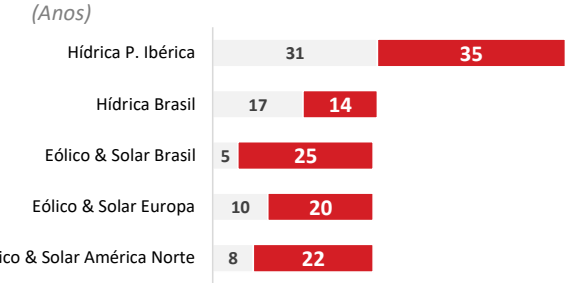
A **Mar-20**, a nossa capacidade eólica e solar em construção **totalizava 1,3 GW**. Apesar de terem sido verificados alguns atrasos pontuais em alguns projetos específicos nos últimos meses, não antevemos nenhum impacto material à execução da nossa estratégia de crescimento.

Na **América do Norte**, temos neste momento **709 MW de parques eólicos e solares em construção** incluindo Harvest Ridge I (200 MW) e Reloj del Sol (200 MW), bem como 100 MW no Canadá. Na **Europa**, estão 154 MW de eólica *onshore* em construção, dos quais 24 MW se destinam à repotenciação de turbinas na Península Ibérica.

As **hídricas** compreendem **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 transação está prevista para 2S20.

Em conclusão, os **investimentos líquidos de expansão** atingiram €36M no 1T20, incluindo o encaixe das transações no valor de €254M provenientes da estratégia de *asset rotation* (€122M *equity proceeds* e €132M desconsolidação de dívida no 4T19) e de €133M de rendimentos associados a novas estruturas de TEI. O **investimento de expansão** no 1T20 totalizou €271M no 1T20, dos quais ~60% na América do Norte enquanto o remanescente na Europa, Brasil e outras geografias. Por fim, o impacto de €116M relacionado com os pagamentos a **fornecedores de activos fixos** (principalmente eólica) e **mudanças no perímetro de consolidação** (relativo às transacções de *asset rotation* na Europa e Brasil).

Vida média e Vida residual dos activos



(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)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	694	674	3%	+20
OPEX	133	130	2%	+3
Outros custos operac. (líq.)	10	-11	-	+22
Custos Operacionais Líq.	143	118	21%	+25
Joint Ventures e Associadas	-2	4	-	-6
EBITDA	549	559	-2%	-10
Amortizações, impar.; Provisões	188	211	-11%	-23
EBIT	361	348	4%	+13

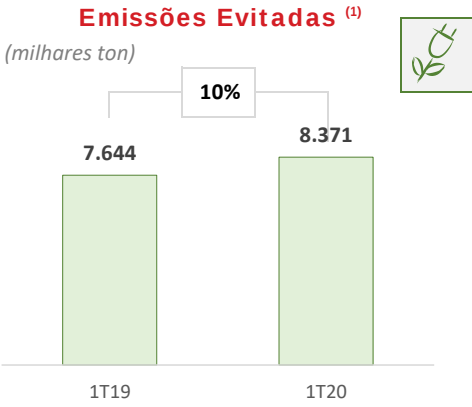
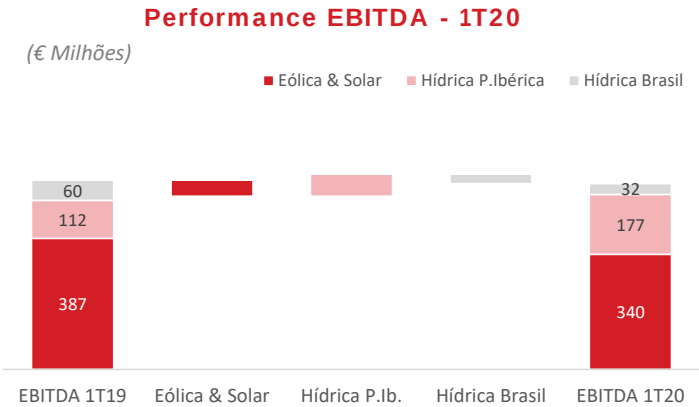
Joint Ventures e Associadas (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	0	2	-	-3
Hídrica no Brasil	-2	1	-	-3
Joint Ventures e Associadas	-2	4	-	-6

EBITDA (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	340	387	-12%	-47
América do Norte	159	147	8%	+11
Europa	179	236	-24%	-57
Brasil & Outros	2	4	-45%	-2
Hídrica	209	172	22%	+37
P.Ibérica	177	112	58%	+65
Brasil	32	60	-47%	-28
EBITDA	549	559	-2%	-10

Eólica e Solar	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Recurso eólico vs. Média LP (P50)	-10%	-7%	-49%	-3 p.p.
Produção (GWh)	7.761	8.412	-8%	-650
Preço Médio de venda (€/MWh)	56	56	0%	+0

Recursos hídricos vs. Média LP	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	-9%	-48%	81%	39 p.p.
Brasil	3%	49%	-94%	-46 p.p.

Taxa de Câmbio - Média no Período	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
USD/EUR	1,10	1,14	3%	-0,03
BRL/EUR	4,91	4,28	-13%	+0,63



No 1T20, o EBITDA atingiu o valor de €549M (-2% em termos homólogos), devido à recuperação dos recursos hídricos na Península Ibérica (mesmo assim situando-se 9% abaixo da média), que juntamente com a nossa estratégia de *hedging* proporcionou um aumento de €65M no EBITDA vs 1T19. No entanto, este efeito foi mitigado pela desconsolidação dos activos de energia eólica vendidos (-€49M), em conjunto com recursos eólicos mais fracos (10% abaixo da média). Em relação ao segmento hídrico no Brasil a nossa estratégia de alocação de volumes resultou num maior volume de electricidade adquirida através de contratos bilaterais, que originaram uma queda no EBITDA face ao período homólogo.

O EBITDA da produção eólica e solar diminui para €340M (-12% em termos homólogos), motivado por:

- (i) desconsolidação de activos vendidos (-€49M vs 1T19), que inclui 997 MW na Europa (Jul-19) e 137 MW no Brasil (Fev-20);
- (ii) recursos eólicos mais fracos (-3 p.p., 10% abaixo do P50) e preço médio de venda estável, que foram compensados pela adição de capacidade instalada.

O aumento de 22% no EBITDA da Hídrica para €209M (+€65M vs. 1T19) deveu-se sobretudo ao aumento da produção hídrica na Península Ibérica (+€92M), juntamente com os preços da *pool* mais baixos e com a nossa estratégia de *hedging*.

O desempenho dos custos operacionais (OPEX) nas renováveis (+2% em termos homólogos) reflectiu o impacto do crescimento aliado a um controlo de despesas e uma bem-sucedida implementação de programas de redução de custos em curso. Na produção eólica e solar, os custos operacionais por MW médio, ajustado dos *sell-downs*, custos com *offshore* e impacto cambial, aumentou 4% devido aos requerimentos necessários para cobrir o crescimento.

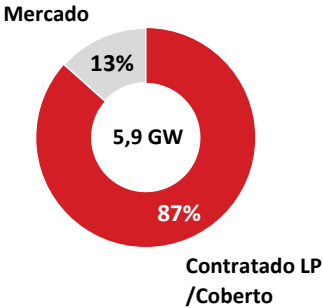
Outros custos operacionais (líquidos), verificaram um crescimento de €22M face ao período homólogo. Isto deveu-se essencialmente aos impostos de geração em Espanha e ao *clawback* em Portugal (€23M no 1T20), após ter sido suspenso no 1T19; e pelo ganho registado no ano passado de €10M proveniente da transacção de *asset rotation* de Dez-18.

(1) emissões de CO2 evitadas através da produção de electricidade a partir de fontes renováveis, corresponde às emissões de CO2 que teriam sido emitidas pelo mix nacional de centrais termoeléctricas (excluindo nuclear), para produzir a mesma electricidade.

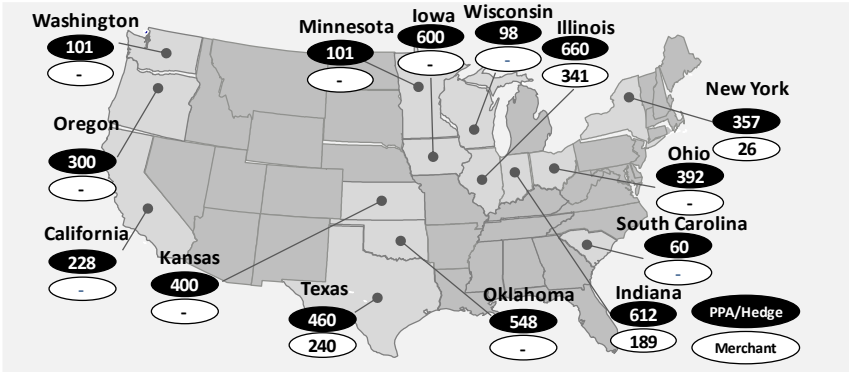
Dados operacionais	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	5.944	5.562	7%	+382
EUA CAE/Hedge	4.918	4.536	8%	+382
EUA Mercado	796	796	0%	-0
Canadá	30	30	0%	-
México	200	200	0%	-
Recursos eólicos vs. Média LP	-10%	-8%	-22%	-2 p.p.
Factor médio de utilização (%)	37%	37%	-1%	0 p.p.
EUA	37%	37%	0%	0 p.p.
Canadá	33%	36%	-8%	-3 p.p.
México	42%	49%	-14%	-7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.694	4.467	5%	+227
EUA	4.491	4.235	6%	+256
Canadá	22	23	-7%	-2
México	182	210	-13%	-28
Preço médio de venda (USD/MWh)	45	45	0%	-0
EUA	44	44	0%	-0
Canadá (\$CAD/MWh)	147	147	0%	+0
México	66	64	2%	+1
Capacidade instalada (MW Equity)	398	219	82%	+179

Dados Financeiros (USD Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	269	249	8%	+20
Margem Bruta	212	196	8%	+16
Receitas PTC & Outras	56	53	7%	+4
Joint Ventures e Associadas	-1	1	-	-2
EBITDA	175	167	5%	+8
EBIT	83	79	5%	+4

Capacidade instalada 1T20



USA: EBITDA MW por mercado - Mar-20



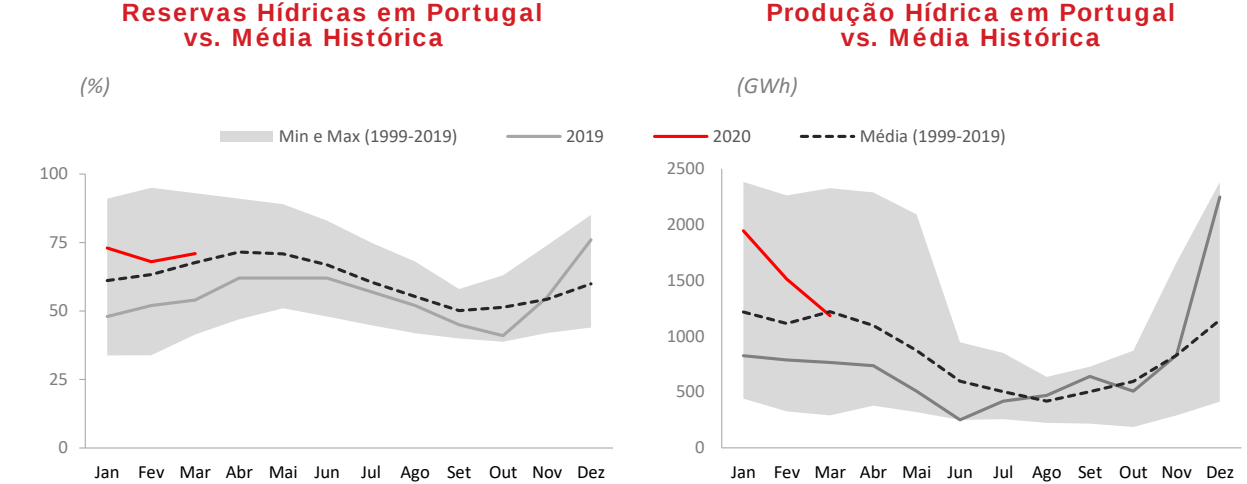
Na América do Norte, a capacidade instalada (5.944 EBITDA MW) é **98% eólica** e o remanescente é **solar PV** (90 MW). Adicionalmente, **detemos 398 MW** de capacidade **através de posições minoritárias em outros projetos eólicos**, após o comissionamento do projeto de 199 MW Prairie Queen em Ago-19 (20% de participação). No 1T20, **87% da capacidade instalada está ao abrigo de contratos a longo prazo (CAEs/Hedge)**.

A **produção eléctrica** subiu 5% face ao período homólogo, reflectindo principalmente o aumento da capacidade instalada (+7% vs. 1T19) e recursos eólicos mais fracos face ao período homólogo. No 1T20, os **recursos eólicos médios** estiveram 10% abaixo da média histórica (P50), essencialmente devido ao facto de as **regiões Central e Este** experienciarem recursos mais fracos, contrariamente à região Oeste. O preço médio permaneceu relativamente estável em USD45/MWh.

A **margem bruta** cresceu para **USD 212M** (+8% em termos homólogos) no 1T20, suportado pelo **aumento da produção**. Os **créditos fiscais à produção (PTC)** e outros cresceram para **USD 56M** (+7% vs. 1T19), devido sobretudo a novos PTCs. O **EBITDA** aumentou 5% em termos homólogos, situando-se em **€175M** no 1T20.

	- 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 para 40% dos projectos com início de construção em 2019 e para 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.
	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: contracto bilateral de fornecimento de electricidade em regime de autoabastecimento por um período de 25 anos.

Dados operacionais	1T20	1T19	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 e Portugal	-14%	-12%	-17%	-2 p.p.
Hídricos em Portugal	-9%	-48%	81%	39 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	27%	32%	-16%	-5 p.p.
Portugal	28%	29%	-5%	-1 p.p.
Hídrica	31%	17%	85%	14 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	6.807	5.081	34%	+1.726
Eólica & Solar	1.884	2.455	-23%	-571
Espanha	1.172	1.621	-28%	-449
Portugal	712	834	-15%	-122
Hídrica	4.922	2.626	87%	+2.297
Produção líquida	4.521	2.308	96%	+2.213
Bombagem	401	317	26%	+83
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	78	74	6%	+4
Portugal	90	91	-1%	-1
Hídrica	42	65	-35%	-23
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
Dados Financeiros (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	360	349	3%	+12
Eólica & Solar (1)	140	213	-34%	-73
Espanha	75	137	-45%	-62
Portugal	65	76	-15%	-11
Hídrica	220	136	62%	+85
Joint Ventures e Associadas	1	2	-63%	-2
EBITDA	277	292	-5%	-15
Eólica & Solar (1)	100	180	-44%	-80
Hídrica	177	112	58%	+65
EBIT	203	200	1%	+3
Eólica & Solar (1)	61	134	-54%	-73
Hídrica	141	65	116%	+76



A capacidade instalada na Península Ibérica (10.324 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 transacção de *asset rotation* 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. O fecho da transacção é esperado no 2S20, reduzindo a exposição ao risco hidrológico no norte de Portugal, detendo ainda ~75% do seu portefólio de activos hídricos na Península Ibérica.

A **produção de energia eólica e solar** na Península Ibérica decresceu para 1,9TWh (-23% em termos homólogos), devido à desconsolidação de activos vendidos em Jul-19 (-539 MW vs. 1T19), e aos recursos eólicos mais fracos em termos homólogos. Desta forma, a margem bruta atingiu o valor de €140M (-34% em termos homólogos).

A **margem bruta da actividade hídrica** aumentou para €220M (+62% em termos homólogos), explicada sobretudo pelas fracas condições hídricas do ano passado em conjunto com a aplicação bem-sucedida da estratégia de *hedging*. No 1T20 os recursos hídricos apresentaram uma forte recuperação, passando de um défice de 48% no 1T19 para 9% abaixo-da-média em Portugal. Como resultado, a produção hídrica (líquida) subiu 96% em termos homólogos, mas os preços da *pool* continuaram a ser pressionados para uma trajetória descendente, que se reflectiu também no preço médio de venda de produção hídrica (-35% vs. 1T19, excluindo o efeito de *hedging*).

A **actividade de bombagem** foi mais intensa no 1T20, com um aumento de 26% em termos de volume face ao 1T19, com a margem de bombagem unitária a situar-se nos dois dígitos. A Mar-20 as reservas das centrais hídricas estiveram ligeiramente acima da média histórica.

É importante ainda referir que os impostos de geração em Espanha e o *clawback* em Portugal (€23M no 1T20), estiveram suspensos durante o 1T19. Em conclusão, o **EBITDA** não registou alterações significativas, sendo de €286M no 1T20.

- 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 Law 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.

- A Sep-19, O Despacho n.º 8521/2019 fixou o pagamento do mecanismo de clawback no valor de 2,71€/MWh para centrais a carvão e de 4,18€/MWh para as restantes (eg. Hídrica);
- 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

Dados operacionais	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	1.263	1.667	-24%	-404
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	418	418	0%	-
França & Bélgica	53	506	-90%	-454
Itália	271	221	22%	+50
Factor médio de utilização (%)	37%	33%	13%	4 p.p.
Roménia	34%	32%	8%	2 p.p.
Polónia	44%	40%	9%	3 p.p.
França & Bélgica	46%	25%	82%	21 p.p.
Itália	31%	41%	-23%	-9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.022	1.175	-13%	-154
Roménia	388	356	9%	+32
Polónia	397	362	10%	+35
França & Bélgica	53	271	-80%	-218
Itália	183	186	-2%	-3
Preço médio de venda (€/MWh)	79	79	1%	+1
Roménia (RON/MWh)	365	324	13%	+42
Polónia (PLN/MWh)	331	293	13%	+38
França & Bélgica	84	92	-9%	-8
Itália	90	98	-8%	-8
Taxa de Câmbio - Média no período				
PLN/EUR	4,32	4,30	-1%	+0,02
RON/EUR	4,80	4,73	-1%	+0,06

Dados Financeiros (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	76	95	-20%	-19
Roménia	24	26	-7%	-2
Polónia	31	26	19%	+5
França & Bélgica	5	25	-82%	-20
Itália	17	18	-9%	-2
EBITDA	60	77	-22%	-17
EBIT	44	55	-21%	-12

Na Europa (excluindo a Península Ibérica), a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica *onshore* (aproximadamente 1.212 MW), enquanto que a capacidade solar está concentrada na Roménia (~50 MW). No seguimento da transacção realizada no ano passado de *asset rotation* na Europa (Jul-19), a capacidade instalada média reflecte a desconsolidação de 458 MW: 388 MW em França e 71 MW na Bélgica.

A produção decresceu 13% para 1.022 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 aumento de 4 p.p. em termos de factor de disponibilidade face ao 1T19, em todas as geografias à excepção de Itália.

O preço médio de venda manteve-se relativamente estável em termos homólogos, com o preço realizado na Polónia a compensar a queda de preço em França & Bélgica e Itália.

A margem bruta diminuiu para €76M no 1T20 (-20% em termos homólogos), maioritariamente devido à alteração no perímetro de consolidação. **O EBITDA atingiu €60M** (-22% vs. 1T19), seguindo a performance da margem bruta.

	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	1T20	1T19	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)	103%	149%	-31%	-46 p.p.
Eolicidade vs. Média LP	-21%	-9%	-148%	-13 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	22%	25%	-13%	-3 p.p.
Hídrica	52%	40%	29%	12 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.970	1.700	16%	+269
Eólica	161	314	-49%	-153
Hídrica	1.809	1.386	30%	+422
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	266	219	21%	+47
Hídrica	212	161	32%	+51
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.

A margem bruta da produção hídrica recuou 32% no 1T20 (-R\$87M em termos homólogos), como resultado da nossa estratégia de sazonalização, em que alocamos 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 1T20, a favor dos trimestres seguintes. Deste modo, no 1T20 tínhamos uma posição curta na geração hídrica, que implicou a aquisição da mesma através de contractos bilaterais, o que juntamente com a queda de consumo teve reflexo negativo nos resultados. Em paralelo, o primeiro trimestre foi caracterizado por contexto climático adverso, com a chegada tardia das chuvas, que provocou uma maior volatilidade no PLD e GSF ao longo dos primeiros três meses deste ano.

A produção eólica diminuiu 49% face ao período homólogo, reflectindo a desconsolidação do parque eólico Babilónia (137 MW) no 1T20, que por sua vez contribuiu para a redução do *load factor* médio eólico no Brasil. Adicionalmente, a redução do recurso eólico no Brasil (21% abaixo P50) foi também relevante para explicar a queda da nossa produção. Contudo, este efeito foi atenuado pelo aumento do preço médio de venda em +21%, para R\$266/MWh. Combinando ambos os efeitos, a margem bruta da produção eólica caiu 38%.

O EBITDA da hídrica recuou 38%, não apenas devido à redução de 32% da margem bruta mencionada anteriormente, mas também por causa dos menores resultados das três centrais hídricas onde também detemos uma participação. O EBITDA da produção eólica diminuiu 8% em termos homólogos, reflectindo a performance da margem bruta, mas beneficiando do controlo de custos e de ajustamentos de preço com a conclusão da venda de Babilónia.

Dados Financeiros (R\$ milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	225	335	-33%	-110
Eólica	38	61	-38%	-23
Hídrica	187	274	-32%	-87
Joint Ventures e Associadas	-11	6	-	-17
EBITDA	201	300	-33%	-99
Eólica	41	45	-8%	-4
Hídrica	160	255	-38%	-96
Lajeado & Invesco	77	116	-34%	-39
Peixe Angical	38	91	-58%	-53
Energest	44	49	-9%	-4
EBIT	145	230	-37%	-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

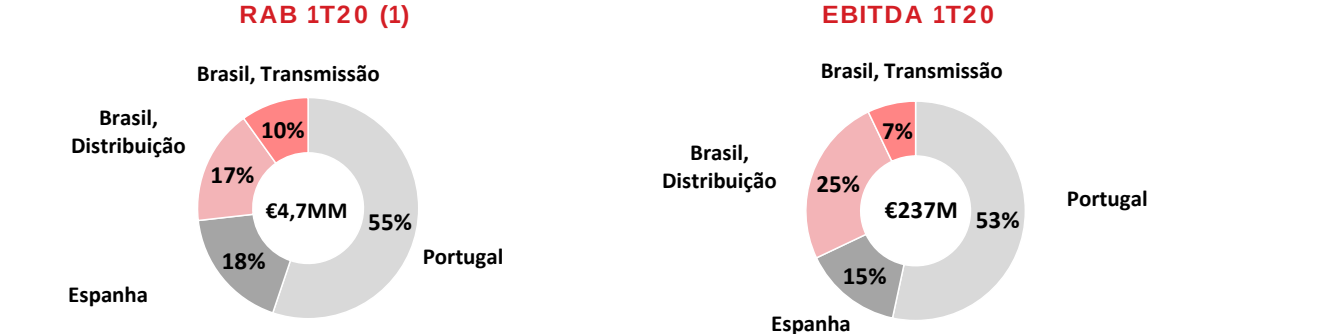
(1) O GSF "Generation Scale Factor" reflecte o total de geração (real) sobre o volume de garantia física no sistema (que tem elevada sazonalidade numa base trimestral)

DR Operacional (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	451	459	-2%	-8
OPEX	136	141	-4%	-5
Outros custos operacionais (líquidos)	79	74	6%	+5
Custos Operacionais Líquidos	216	216	0%	-0
Joint Ventures e Associadas	1	-1	-	+2
EBITDA	237	242	-2%	-6
Amortizações, imparidades; Provisões	105	92	14%	+13
EBIT	132	150	-12%	-18

Taxa de câmbio - Média no período	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	4,91	4,28	-13%	0,63

EBITDA (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	126	131	-3%	-5
Espanha	34	34	0%	+0
Brasil	76	77	-1%	-1
EBITDA	237	242	-2%	-6

OPEX & Capex performance	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)				
P.Ibérica (€/ponto de ligação)	13	13	0%	-0
Brasil (R\$/ponto de ligação)	49	51	-4%	-2
Invest. operacional (€ M) (3)	122	154	-21%	-32
Portugal	51	47	8%	+4
Espanha	4	6	-24%	-1
Brasil	67	102	-34%	-34
Manutenção	34	38	-10%	-4
Expansão	33	63	-48%	-30
Rede de Distribuição ('000 Km)	342	340	1%	+2
Portugal	228	227	1%	+2
Espanha	21	21	0%	+0
Brasil	94	93	1%	+1



O segmento das Redes Reguladas inclui as atividades de distribuição de electricidade em Portugal, em Espanha e no Brasil; a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; e a recente actividade de transmissão no Brasil. No conjunto, a Base Regulada de Activos (RAB) totaliza €4,7MM, com os activos financeiros da transmissão a ganhar peso, representando já 10% do total.

A redução de 2% do EBITDA no 1T2020 face ao período homólogo, para 237M, foi impulsionada pelos seguintes factores: (i) Em Portugal, o EBITDA reflecte uma diminuição da taxa de retorno (-50bp para 4,81%), em linha com as *yields* das obrigações da dívida Portuguesa a 10 anos (taxa de referência de 0,197%), bem como ajustamentos *one-off*; (ii) a depreciação do Real do Brasil face ao Euro ofuscou os ganhos nas actividades das redes em moeda local, que cresceram 11%, suportado pelo crescimento das actividades de transmissão (+€7M) e pela actualização tarifária na distribuição no 2S19; (iii) resultados estáveis em Espanha.

O OPEX cresceu 4% face ao período homólogo, refletindo uma rigorosa disciplina de custos e esforços contínuos de digitalização. Em Portugal, a medição remota representa cerca de 73% da energia, enquanto que em Espanha atinge os 100% (página 26), o que traz claros benefícios nos custos. Os outros custos operacionais líquidos cresceram 6% (+€5M), maioritariamente devido a provisões de clientes no Brasil.

O CAPEX no 1T2020 foi reduzido em 21% para €122M, parcialmente explicado com a implementação de medidas relacionadas com a segurança dos trabalhadores que implicaram o adiamento de alguns trabalhos de manutenção de carácter não urgente. Adicionalmente, houve outras questões específicas no Brasil que levaram à redução do CAPEX: (i) A depreciação BRL face ao EUR; e (ii) A precipitação intensa em algumas regiões do Brasil. Devido ao surto de Covid-19 foi necessário a EDP Brasil interromper todos os trabalhos de construção por um período estimado de 4 meses, sendo importante referir que as 5 linhas em construção estão antecipadas face ao calendário regulatório.

Tendo em conta a incerteza do actual contexto, devido à crise pandémica, é relevante referir que a Península Ibérica tem uma reduzida exposição à procura: Em **Portugal**, uma queda de 10% no consumo teria um impacto negativo de aproximadamente 0,5% (-€5M) nas receitas reguladas da distribuição; em **Espanha**, as receitas são inteiramente independentes do volume distribuído. O negócio de **transmissão no Brasil** está também protegido de variações de energia transportada. Contudo, é esperado que a **distribuição no Brasil** sofra alguns impactos negativos (i) sobrecontratação (actualmente estimada em 110-112%), devido à redução na procura; (ii) Maior número de clientes que não pagam as suas facturas; (iii) Aumento das perdas, devido à redução de cortes no abastecimento de electricidade. Adicionalmente, foi adiado o investimento em todas as actividades, para diminuir o número de trabalhadores no terreno.

(1) Activos financeiros no caso da Transmissão no Brasil; (2) FSE + Custos com pessoal; (3) Líquido de subsídios.

Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	271	274	-1%	-3
OPEX	81	80	1%	+1
Rendas de concessão	66	65	0%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	-2	-2	18%	+0
Custos Operacionais Líquidos	145	143	1%	+2
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	+0
EBITDA	126	131	-3%	-5
Amortizações, imparidades; Provisões	80	66	22%	+15
EBIT	46	65	-29%	-19

Indicadores chave	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	271	274	-1%	-3
Regulada	269	270	-1%	-2
Não-regulada	2	4	-41%	-2
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ Milhões)	261	263	-1%	-2
Electricidade distribuída (GWh)	11.775	11.729	0%	+45
Pontos de ligação (mil)	6.285	6.232	1%	+53
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ Milhões)	8	7	12%	+1
Clientes fornecidos (mil)	1.012	1.099	-8%	-88
Electricidade vendida (GWh)	692	790	-12%	-98

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	48	49	-1%	-0
OPEX	13	15	-8%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	0	0	-	+1
Custos Operacionais Líquidos	14	14	-2%	-0
Joint Ventures e Associadas	-	-	-	-
EBITDA	34	34	0%	+0
Amortizações, imparidades; Provisões	9	9	3%	+0
EBIT	25	26	-1%	-0

Indicadores chave	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	48	49	-1%	-0
Regulada	47	48	-0%	-0
Não-regulada	1	1	-9%	-0
Pontos de ligação (mil)	669	667	0%	+2
Electricidade distribuída (GWh)	2.031	2.227	-9%	-196

Distribuição de electricidade e CUR em Portugal

A redução em 1% em termos homólogos **das receitas reguladas da distribuição** deve-se essencialmente à diminuição das *yields* das obrigações a 10 anos do governo Português ao longo do ano passado, que resultou numa redução da taxa de retorno sobre o RAB de 5,25% para 4,81% na AT/MT, o que é um valor já muito próximo do limite mínimo de 4,75%.

O **volume de electricidade distribuída no 1T2020** esteve estagnada, com um aumento no consumo nos níveis de tensão mais elevados, compensado por uma diminuição na procura por parte das pequenas e médias empresas. Já o número de pontos de entrega aumentou 1%.

Em relação à **actividade do CUR (SU Eletricidade)**, a margem bruta cresceu de €1M em termos homólogos para €8M no 1T20. Em Abr-20, a ERSE impôs a redução de tarifas reguladas em 3%, para reflectir a diminuição do preço grossista de eletricidade.

Os custos operacionais líquidos cresceram 1% comparativamente com o período homólogo (+€2M), por consequência de diversas tempestades em Portugal e aumento de custos com a gestão da vegetação. Por outro lado, a continuação dos esforços de digitalização continua a dar resultados positivos, com o crescimento do número de operações remotas (leituras e outras ordens de serviço). A Mar-20 existiam aproximadamente 2,7M de contadores inteligentes instalados, que representam 73% da telemedições.

Concluindo, a evolução do EBTIDA (-3% face ao período homólogo) reflecte uma diminuição das *yields* soberanas, custos extraordinários com fenómenos climáticos adversos e rigoroso controlo de custos.

Em Abr-20, a ERSE apresentou uma consulta pública relacionada com a extensão extraordinária do período regulatório no sector de electricidade de 3 para 4 anos, o que significa que o término do período regulatório actual seria em 2021, em vez de 2020. O prazo para entrega de respostas já terminou e aguarda-se a decisão final.

Distribuição de electricidade em Espanha

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** esteve estável nos €34M, devido ao controlo rigoroso de custos e uma ligeira diminuição na margem bruta, com a redução da taxa de retorno sobre o RAB (de 6,5% para 6,0%).

É importante referir ainda que a electricidade distribuída registou um decréscimo de 9% face ao período homólogo, penalizado pela queda acentuada de consumo por parte de um grande cliente industrial e já reflectindo a imposição de quarentena, que aconteceu a meio de Março. Como mencionado na página anterior, as receitas reguladas da distribuição em Espanha são independentes do volume da energia distribuída.

DR Operacional (R\$ milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	647	584	11%	+63
OPEX	199	195	2%	+5
Outros custos operacionais (líquidos)	70	50	42%	+21
Custos Operacionais Líquidos	269	244	10%	+25
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-
EBITDA	377	340	11%	+38
Amortizações, imparidades; Provisões	71	71	1%	+1
EBIT	306	269	14%	+37

Distribuição - Indicadores chave	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Cientes Ligados (Milhares)	3.526	3.454	2,1%	+72
EDP São Paulo	1.938	1.889	2,6%	+50
EDP Espírito Santo	1.588	1.565	1,4%	+23
Electricidade Distribuída (GWh)	6.186	6.535	-5,3%	-349
Cientes regulados	3.474	3.731	-6,9%	-256
Cientes em mercado livre	2.711	2.804	-3,3%	-93
Perdas Totais (%)				
EDP São Paulo	8%	8%	-2,5%	-0
EDP Espírito Santo	13%	12%	2,6%	+0
Margem Bruta (R\$ Milhões)	558	536	4%	+22
Receitas reguladas	501	497	1%	+4
Outros	57	39	48%	+19
EBITDA (R\$ Milhões)	294	295	-1%	-2
EDP São Paulo	130	142	-9%	-12
EDP Espírito Santo	164	153	7%	+11

Transmissão - Indicadores chave (R\$ M)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Receitas	252	320	-21%	-68
Receita de construção	189	333	-43%	-145
Receitas Financeiras	89	17	409%	+71
Outras	-26	-31	17%	+5
Margem Bruta	89	48	85%	+41
EBITDA	84	45	88%	+39
EBIT	84	45	88%	+39

A Margem Bruta da distribuição aumentou 4% (+R\$22M), sendo que os contributos positivos foram provenientes da actualização nas tarifas (+R\$15M) e da base de activos regulados (+R\$5M). No entanto, os resultados foram penalizados pela (i) diminuição da procura (-R\$12M) em particular na EDP ES, devido ao clima mais ameno no 1T20, maiores níveis de precipitação (o que reduz o consumo de electricidade para rega) e pela redução de consumo de um grande cliente industrial; (ii) sobrecontratação (-R\$11M), que resultou de uma redução inesperada na procura, o que em conjunto com a diminuição do PLD, levou a perdas na revenda do excesso de energia adquirida.

É importante referir que os efeitos da crise pandémica Covid-19 foram sentidos no Brasil mais tarde do que na Europa e, portanto, os números do 1T20 ainda não se fazem sentir desta crise, mas o mesmo não se deve poder dizer do 2T20.

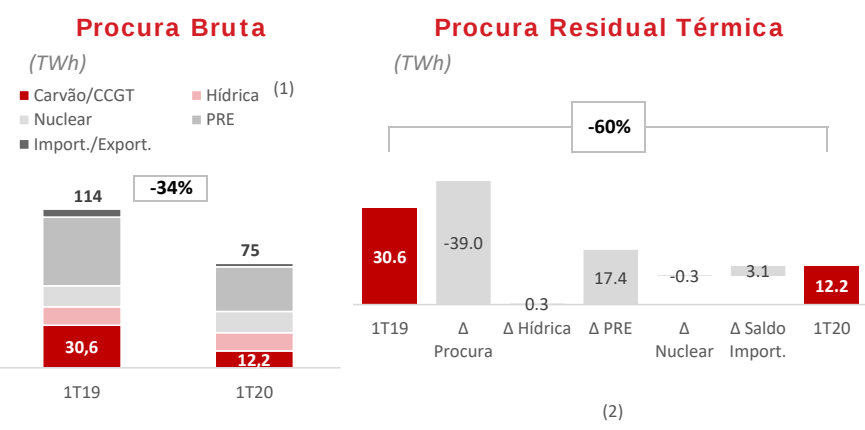
A Margem Bruta na transmissão quase que duplicou no 1T20, alcançando os R\$89M, o que se deve à entrada parcial em operação do lote 11 em Jan-20 (19 meses antes do previsto) e à evolução dos trabalhos de construção nas restantes linhas, com 63% do plano do CAPEX já executado e com as licenças de instalação para todas as linhas. Apesar dos planos de investimento em transmissão terem sofrido um atraso durante o 1T20, estamos ainda com antecipação face ao calendário regulatório.

O OPEX e outros custos operacionais aumentaram 10% em termos homólogos (+R\$25M), com o aumento de actividades na transmissão e aumento das provisões de clientes na distribuição. Excluindo essas provisões, o OPEX e outros custos operacionais teriam aumentado 6%.

É ainda de notar que a ANEEL suspendeu os cortes de energia durante três meses e que o Governo Federal providenciou R\$900M para cobrir as contas de energia de famílias de baixos rendimentos durante o período de três meses.

Em suma, o EBITDA do segmento das redes cresceu 11% face ao período homólogo, atingindo R\$377M, suportado maioritariamente por um desempenho robusto 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)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	35	55	-37%	-20
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	47	60	-22%	-13
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MV	44	55	-19%	-11
Direitos de emissão de CO2 (EUA), €/ton	23	22	3%	+1
Carvão (API2), USD/ton	49	75	-35%	-26
Mibgas, €/MWh	10	21	-53%	-11
Brent, USD/Barril	50	63	-20%	-13

DR Operacional (€ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	291	191	52%	+99
OPEX	90	90	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	34	18	91%	+16
Custos Operacionais Líquidos	124	107	16%	+17
Joint Ventures e Associadas	1	1	24%	+0
EBITDA	167	85	97%	+82
EBIT	101	36	180%	+65

Dados financeiros chave (€ M)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	291	191	52%	+99
Comercialização	95	71	33%	+24
Gestão de energia e Térmica	196	120	63%	+76
EBITDA	167	85	97%	+82
Comercialização	22	9	159%	+14
Gestão de energia e Térmica	145	77	90%	+69
EBIT	101	36	180%	+65
Comercialização	11	-2	-	+12
Gestão de energia e Térmica	91	38	140%	+53

Contexto do mercado de electricidade Ibérico

Durante o 1T20, a procura de electricidade na Península Ibérica diminuiu 2% face ao período homólogo. A procura residual térmica (PRT), i.e., geração a carvão e CCGT, diminuiu 31% em termos homólogos em 1Q20 (-5,4 TWh), reflectindo: (i) um aumento de +4,8 TWh em termos homólogos de produção hídrica (líquida de bombagem) acompanhando a recuperação dos recursos hídricos (+75% em termos homólogos mas, ainda assim 9% abaixo da média em Portugal; +30% em termos homólogos, em linha com a média histórica, em Espanha); (ii) a redução de 1,8 TWh na procura de electricidade na Península Ibérica. Estes efeitos foram parcialmente mitigados pela redução de 1,4 TWh das importações. A produção de carvão decresceu 72% em termos homólogos (-6 TWh), devido aos preços mais baixos do gás e preços mais elevados de CO₂ resultaram numa alteração favorável às CCGTs (+7% face ao período homólogo, +0,6 TWh).

O preço médio à vista caiu 37% em termos homólogos, para ~€35/MWh no 1T20, suportado pela trajectória descendente dos preços do carvão e gás (-35% e -53% em termos homólogos, respectivamente), menor procura e aumento da disponibilidade dos recursos hídricos. Consequentemente, o preço médio final da eletricidade em Espanha decresceu 22% no 1T20 face ao período homólogo, para €47/MWh, reflectindo a evolução dos preços no mercado grossista e volatilidade intra-diária.

Desempenho da EDP

O EBITDA cresceu +€82M face ao período homólogo para €167M, apoiado pelo forte desempenho do nossa actividade térmica e de gestão de energia, que devido à nossa estratégia de *hedging* levaram a um aumento dos nossos resultados de *hedging* que mais do que compensaram o baixo nível produção por parte das centrais térmicas e a normalização das condições operacionais na comercialização, que são esperadas suavizar nos próximos trimestres. Estes efeitos são parcialmente mitigados pelo retorno dos impostos de geração em Espanha que, juntamente com o *clawback* levy em Portugal, tinham sido suspensos durante o 1T19 (-€5M em termos homólogos).

No 1T20, a perspetiva das nossas centrais a carvão manteve-se medíocre devido ao agravamento das condições de mercado decorrentes da queda dos preços do gás e dos preços da electricidade no mercado grossista. Por consequência, a produção de carvão da EDP na Península Ibérica caiu 77% em ternos homólogos, fazendo desta forma uma contribuição negligenciável para o EDITDA do grupo.

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 mais de 70% da nossa produção nuclear e hídrica hedged próximo dos €50.

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	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade	5.259	5.252	0%	+7
Portugal	4.094	4.101	0%	-6
Espanha	1.165	1.151	1%	+14
Gás	1.564	1.556	1%	+8
Portugal	658	659	0%	-1
Espanha	906	897	1%	+9
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30,4%	30,3%	0%	+0
Rácio de serviços por contracto (%)	19,1%	18,2%	5%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)	7.528	7.853	-4%	-326
Residencial	3.562	3.654	-3%	-92
Industrial	3.966	4.200	-6%	-234
Volume de gás vendido (GWh)	4.365	4.310	1%	+56
Residencial (1)	1.886	2.690	-30%	-804
Industrial	2.479	1.620	53%	+859
Margem bruta (€ Milhões)	95	71	33%	+24
EBITDA (€ Milhões)	22	9	159%	+14
Capex (€ Milhões)	6	4	36%	+2



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

Gestão Energia & Térmica - Indicadores chave	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)				
CCGT	2.253	1.315	71%	+938
Carvão	683	2.971	-77%	-2.288
Nuclear	331	332	0%	-1
Outros	49	82	-40%	-32
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	28%	16%	71%	+12p,p
Carvão	13%	57%	-77%	-44p,p
Nuclear	99%	99%	0%	-0p,p
Custos de produção (€/MWh) (2)				
CCGT	50	69	-27%	-19
Carvão	44	48	-8%	-4
Nuclear	4	5	-2%	-0
Margem Bruta (€ Milhões)	196	120	63%	+76
EBITDA (€ Milhões)	145	77	90%	+69
Capex (€ Milhões)	3	3	-4%	-0



O nosso portfólio 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.

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 *share of wallet*. De facto, a taxa de penetração de serviços novos aumentou em 5% em termos homólogos para 19.1% a Mar-20, enquanto a taxa de penetração *Dual Fuel* aumento ligeiramente para 30,4% (vs. 30.3% em Mar-19).

O volume de electricidade vendido na Península Ibérica caiu 4% face ao período homólogos, devido principalmente ao decréscimo da actividade económica em Espanha provocado pelo impacto da pandemia Covid-19.

O EBITDA das nossas actividades de comercialização na Península Ibérica aumentou +€14M em termos homólogos para €22M, marcado pelo aumento da penetração de serviços e oferta dupla aos nossos clientes. Adicionalmente a estabilização das condições de operação é esperado ter um efeito amenizador nos trimestres que se avizinham. O desempenho do **EBITDA** foi fortemente impactado pela evolução da margem bruta, que foi parcialmente mitigado pela adopção de pressupostos mais conservadores em relação à cobrança de tarifas, de acordo com a norma contabilística IFRS-9.

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A produção no 1T20 caiu 46% em termos homólogos, devido exclusivamente à redução da produção a carvão (-77% em termos homólogos) levando a uma diminuição de 44 p.p. no factor médio de utilização das nossas centrais a carvão para 13% no 1T20: em Portugal, a central de carvão operou apenas por um breve período no 1T20 (Jan-20), apresentando um decréscimo de 98% no 1T20 com um factor médio de 2%. Este efeito foi parcialmente mitigado pelo aumento da produção das centrais CCGT (+71% em termos homólogos). O custo médio de produção térmica registou uma diminuição de 13% em termos homólogos (para €44/MWh no 1T20) devido aos preços mais baixos das matérias-primas, em particular do gás, e a uma maior diluição dos custos do gás.

O EBITDA da Gestão de Energia e Produção Térmica registou um valor de €145M (+€69M em termos homólogos). Isto deveu-se ao impacto positivo da nossa estratégia de hedging: providenciando uma volatilidade crescente nos mercados de energia no 1T20, preços à vista e de gás mais baixos, permitindo assim melhores resultados através da compra de gás e electricidade a preços inferiores.

É de notar que os impostos de geração em Espanha e *clawback* em Portugal estiveram suspensos no 1T19 (-€5M termos homólogos).

DR Operacional (€ Milhões) (1)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	46	38	21%	8
OPEX	10	7	50%	3
Outros custos operacionais Líquidos	-0	-1	98%	1
Joint Ventures e Associadas	1	-0	-	1
EBITDA	36	32	14%	4
EBIT	24	20	23%	5

Taxa de Câmbio - Média do período	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	4,91	4,28	-13%	+0,63

DR Operacional (R\$ Milhões)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	223	161	39%	+62
OPEX	47	27	75%	+20
Outros custos operacionais Líquidos	-2	-4	53%	+2
Joint Ventures e Associadas	-0	-0	-31%	-0
EBITDA	178	138	29%	+40
EBIT	130	89	47%	42

Indicadores chave	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
PLD	188	290	-35%	-102
GSF (2)	103%	149%	-31%	-46p,p,

Comerc. e GE - Indicadores chave	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	10.235	2.872	256%	+7.363
Margem Bruta (R\$ Milhões)	28	24	18%	+4
EBITDA (R\$ Milhões)	13	14	-11%	-2
EBIT (R\$ Milhões)	13	11	23%	+2

Térmica - Factores Chave e Financeiros (3)	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Produzida (GWh)	477	807	-41%	-331
Disponibilidade	76%	96%	-21%	-20p,p,
Margem Bruta (R\$ Milhões)	195	137	42%	+58
EBITDA (R\$ Milhões)	165	124	34%	+42
EBIT (R\$ Milhões)	117	78	50%	+39

(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.



(1) Inclui impactos GSF, PLD e MRE

Nas nossas actividades de comercialização e gestão de energia, o EBITDA aumentou 14% para €36M, reflectindo uma melhor performance na intermediação e na geração térmica, apesar de ter sido penalizado pela depreciação em 13% do BRL em relação ao euro em termos homólogos.

Em relação à **gestão de energia**, a melhoria dos resultados foi impulsionada pela gestão integrada das actividades de comercialização e geração, juntamente com a elevada volatilidade no mercado grossista no 1T20, com o PLD a cair de R\$327/MWh em Janeiro para R\$82/MWh em Março. Em relação às **actividades de comercialização**, os resultados devem-se a distintas dinâmicas nos volumes e preços, com o aumento do número de operações estruturadas, mas com margens mais baixas. Nos serviços, durante este período houve um aumento robusto nas vendas de serviços de eficiência energética, que ainda não está reflectido no 1T20, porque só são contabilizados quando um projecto é concluído. No conjunto, a **margem bruta proveniente da comercialização e gestão de energia no Brasil cresceu 18% em moeda local**.

Na nossa central de produção térmica, Pecém I, o EBITDA cresceu +34% no 1T20 face ao período homólogo para R\$165M, beneficiando do: (i) aumento de receitas provenientes de operações de curta duração; (ii) maior eficiência na estratégia de compra de carvão; (iii) o aumento da receita fixa, devido ao ajuste anual que decorreu em Nov-19; e (iv) regularização do saldo do Adomp (relacionado com a revisão em baixa da disponibilidade de referência de Pecém). Adicionalmente, é importante sublinhar que durante o 1T20 decorreram trabalhos de manutenção programada em Pecém, que levaram a uma quebra na disponibilidade para 76%.



Demonstrações de resultados & anexos

1T20					
(€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	767	1.438	2.185	(888)	3.502
Margem Bruta	694	451	336	(6)	1.475
Fornecimentos e serviços externos	82	83	66	(31)	201
Custos com pessoal e benefícios sociais	50	53	35	27	165
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	10	79	34	5	128
Custos Operacionais	143	216	135	1	494
Joint Ventures e Associadas	(2)	1	1	(2)	(1)
EBITDA	549	237	203	(9)	980
Provisões	0	16	(0)	0	16
Amortizações e imparidades (1)	188	89	78	12	367
EBIT	361	132	125	(21)	597

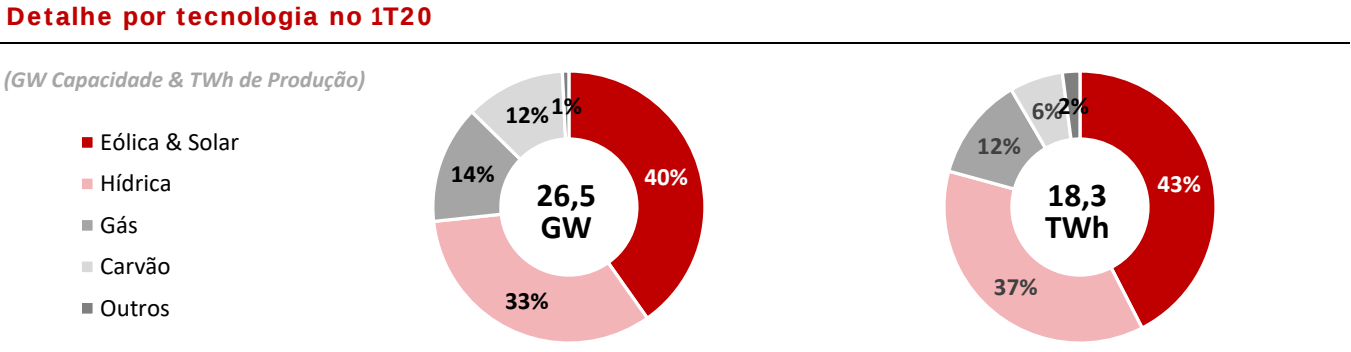
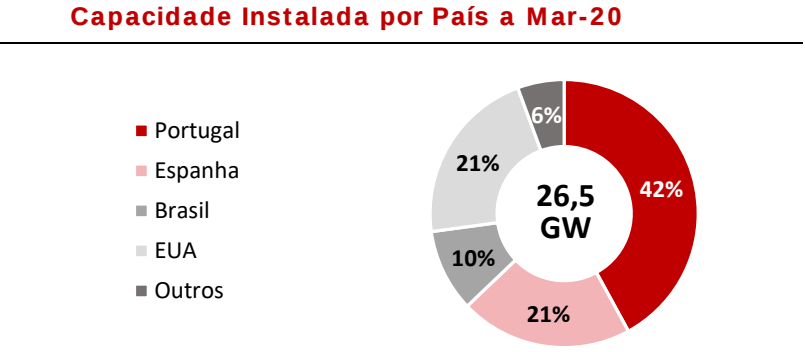
1T19					
(€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	745	1.561	2.518	(1.080)	3.744
Margem Bruta	674	459	229	(1)	1.361
Fornecimentos e serviços externos	84	85	63	(32)	200
Custos com pessoal e benefícios sociais	46	56	34	23	159
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(11)	74	17	1	81
Custos Operacionais	118	216	113	(8)	439
Joint Ventures e Associadas	4	(1)	1	2	5
EBITDA	559	242	117	9	927
Provisões	1	3	0	(0)	4
Amortizações e imparidades (1)	210	89	61	14	374
EBIT	348	150	56	(5)	550

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

Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	Δ YoY %	Δ QoQ %	1T19	1T20	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.744	3.363	3.340	3.886	3.502				-6%	-10%	3.744	3.502	-6%
Custo com vendas de energia e outros	2.383	2.123	2.131	2.479	2.027				-15%	-18%	2.383	2.027	-15%
Margem Bruta	1.361	1.240	1.209	1.407	1.475				8%	5%	1.361	1.475	8%
Fornecimentos e serviços externos	200	221	223	253	201				1%	-21%	200	201	1%
Custos com pessoal e benefícios sociais	159	164	156	140	165				0%	0%	-	165	20%
Outros custos operacionais (líquidos)	81	(133)	77	(31)	128				59%	-519%	81	128	59%
Custos Operacionais	439	253	456	363	494				12%	36%	439	494	12%
Joint Ventures e Associadas	5	7	2	11	(1)				-124%	-112%	5	(1)	-
EBITDA	927	994	755	1.055	980				6%	-7%	927	980	6%
Provisões	4	1	92	4	16				340%	269%	4	16	340%
Amortizações e imparidades (1)	374	362	358	672	367				-2%	-45%	374	367	-2%
EBIT	550	631	305	378	597				9%	58%	550	597	9%
Resultados financeiros	(186)	(185)	(175)	(124)	(206)				11%	65%	(186)	(206)	-11%
Resultado antes de impostos e CESE	364	446	2	11	(1)				-124%	-112%	5	(1)	-
IRC e Impostos diferidos	99	38	9	80	92				-6%	15%	99	92	-6%
Contribuição Extraordinaria sobre o sector energético	67	(0)	1	1	63				-6%	-	67	63	-6%
Resultado líquido do período	198	408	120	173	236				19%	37%	198	236	19%
Atrib. Accionistas da EDP	100	305	55	51	146				45%	184%	100	146	45%
Atrib. Interesses não controláveis	98	104	65	121	90				-8%	-26%	98	90	-8%

(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)							
	Mar-20	Mar-19	Δ MW	Δ %	1T20	1T19	Δ GWh	Δ %	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20
Eólico	10.530	11.194	-663	-6%	7.707	8.356	-649	-8%	8.356	7.661	5.651	8.100	7.707			
EUA	5.624	5.242	+382	7%	4.453	4.196	+257	6%	4.196	4.113	2.975	4.217	4.453			
Portugal	1.160	1.351	-191	-14%	710	832	-122	-15%	832	799	549	971	710			
Espanha	1.974	2.288	-313	-14%	1.172	1.621	-449	-28%	1.621	1.388	893	1.397	1.172			
Brasil	331	467	-137	-29%	161	314	-153	-49%	314	384	561	499	161			
Resto de Europa (2)	1.212	1.616	-404	-25%	1.007	1.160	-153	-13%	1.160	770	498	835	1.007			
Resto de Mundo (3)	230	230	-	0%	203	233	-29	-13%	233	208	174	181	203			
Solar	145	145	-	0%	54	55	-1	-2%	55	85	85	48	54			
Hídrica	8.785	8.785	-	0%	6.731	4.055	+2.675	66%	4.055	2.748	2.161	5.132	6.731			
Portugal	6.759	6.759	-	0%	4.692	2.395	+2.297	96%	2.395	1.523	1.539	3.629	4.692			
Bombagem	2.806	2.806	-	0%	-534	-423	-111	-26%	-423	-414	-363	-624	-534			
Fio de água	2.408	2.408			2.289	1.285	+1.005	78%	1.285	615	703	1.497	2.289			
Albufeira	4.294	4.294			2.346	1.067	+1.279	120%	1.067	880	827	2.076	2.346			
Mini-hídricas	57	57			57	43	+13	30%	43	28	10	57	57			
Espanha	426	426	-	0%	230	274	-43	-16%	274	143	59	404	230			
Brasil	1.599	1.599	-	0%	1.809	1.386	+422	30%	1.386	1.081	563	1.099	1.809			
Gás/ CCGT	3.729	3.729	-	0%	2.253	1.315	+938	71%	1.315	2.405	3.745	2.719	2.253			
Portugal	2.031	2.031			1.330	768	+562	73%	768	1.618	2.133	1.318	1.330			
Espanha	1.698	1.698			924	547	+376	69%	547	786	1.612	1.400	924			
Carvão	3.150	3.150	-	-	1.160	3.778	-2.618	-69%	3.778	2.645	2.307	2.126	1.160			
Portugal	1.180	1.180			38	1.934	-1.896	-98%	1.934	1.221	512	353	38			
Espanha	1.250	1.250			645	1.036	-392	-38%	1.036	837	668	588	645			
Brasil	720	720			477	807	-331	-41%	807	587	1.127	1.185	477			
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	-	0%	331	332	-1	0%	332	220	337	335	331			
Outros	49	49	-	0%	49	82	-32	-40%	82	79	64	46	49			
Portugal	24	24			34	49	-15	-31%	49	46	36	32	34			
Espanha	25	25			15	32	-17	-53%	32	33	28	14	15			
TOTAL	26.544	27.208	-663	-2%	18.286	17.974	+312	2%	17.974	15.842	14.349	18.505	18.286			
Do qual:																
Portugal	11.159	11.350	-191	-2%	6.806	5.981	+825	14%	5.981	5.210	4.772	6.305	6.806			
Espanha	5.529	5.842	-313	-5%	3.317	3.843	-526	-14%	3.843	3.407	3.597	4.137	3.317			
Brasil	2.650	2.787	-137	-5%	2.446	2.507	-61	-2%	2.507	2.052	2.250	2.783	2.446			
EUA	5.714	5.332	+382	7%	4.491	4.235	+256	6%	4.235	4.174	3.035	4.253	4.491			



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

- 25 -

RAB (€ Milhões)	Mar-20	Mar-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	950	950	0,0%	-
Brasil (R\$ Milhões)	8.040	5.651	42,3%	+2.390
Distribuição	5.066	4.878	3,8%	+187
EDP Espírito Santo	2.680	2.581	3,9%	+100
EDP São Paulo	2.385	2.298	3,8%	+88
Transmissão (1)	2.975	772	285,3%	+2.203
RAB TOTAL	5.267	5.036	4,6%	+231

Redes	Mar-20	Mar-19	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	342.415	339.976	0,7%	+2.439
Portugal	228.110	226.589	0,7%	+1.521
Espanha	20.781	20.724	0,3%	+57
Brasil	93.524	92.776	0,8%	+748
Distribuição	93.337	92.663	0,7%	+674
Transmissão	187	113	65,5%	+74
DTCs (mil)				
Portugal	24	19	24%	+5
Espanha	7	7	0%	-
Contadores Inteligentes (mil)				
Portugal	2.745	2.121	29%	+624
% do Total	43,7%	34,0%	28,3%	9,6 p.p.
Espanha	666	644	3%	+22

Cientes Ligados (mil)	Mar-20	Mar-19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6.285	6.232	0,9%	+53
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,3%	+0
Baixa Tensão Especial	37	36	2,0%	+1
Baixa Tensão	6.223	6.170	0,8%	+52
Espanha	669	667	0,3%	+2
Alta / Média Tensão	1	1	0,9%	+0
Baixa Tensão	667	666	0,3%	+2
Brasil	3.526	3.454	2,1%	+72
EDP São Paulo	1.938	1.889	2,6%	+50
EDP Espírito Santo	1.588	1.565	1,4%	+23
TOTAL	10.480	10.353	1,2%	+127

Qualidade de serviço	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.
Perdas (2)				
Portugal	10,5%	10,9%	-3,8%	-0,4 p.p.
Espanha	4,4%	4,4%	-1,3%	-0,1 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,0%	8,2%	-2,5%	-0,2 p.p.
Técnicas	5,6%	5,6%	0,4%	0 p.p.
Comerciais	2,4%	2,6%	-8,8%	-0,2 p.p.
EDP Espírito Santo	12,6%	12,2%	2,6%	0,3 p.p.
Técnicas	7,9%	7,6%	5,1%	0,4 p.p.
Comerciais	4,6%	4,7%	-1,5%	-0,1 p.p.
Ordens Remotas (% do Total)				
Portugal	45%	44%	2,9%	0
Espanha	100%	n.a.	-	-
Telecontagem (%)				
Portugal	73%	70%	4%	2,5 p.p.
Espanha	100%	100%	0%	0 p.p.

Electricidade distribuída (GWh)	1T20	1T19	Δ %	Δ GWh
Portugal	11.775	11.729	0,4%	+45
Muito Alta Tensão	635	594	7,0%	+42
Alta / Média Tensão	5.304	5.296	0,1%	+7
Baixa Tensão	5.836	5.839	-0,1%	-4
Espanha	2.031	2.227	-8,8%	-196
Alta / Média Tensão	1.442	1.627	-11,4%	-185
Baixa Tensão	589	600	-1,8%	-11
Brasil	6.186	6.535	-5,3%	-349
Clientes Livres	2.711	2.804	-3,3%	-93
Industrial	374	426	-12,1%	-51
Residencial, Comercial & Outros	3.100	3.305	-6,2%	-205
TOTAL	19.992	20.491	-2,4%	-499

(1) Activos financeiros; (2) Em Espanha e Brasil, com base na energia entrada na rede; Em Portugal, com base na energia distribuída e excluindo Muito Alta Tensão.

- 26 -

Investimentos financeiros & activos para venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Mar-20	Mar-19	Δ %	Δ MW	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.	Mar-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	550	371	48%	+179	0	2	-	-3	470	460	2%	+9
Espanha	152	152										
Estados Unidos	398	219										
Outros	0	0										
EDP Brasil	551	539	2%	+12	0	0	-	-0	341	464	-27%	-124
Renováveis	551	539										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	10	0%	0	-1	3	-	-4	178	174	2%	+4
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Instrum. Cap. Próprio a Justo valor									164	171	-	-7
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									2.236	2.177	-	+59
TOTAL	1.111	920	21%	191	-1	5	-	-7	3.389	3.446	-2%	-57

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Mar-20	Mar-19	Δ %	Δ MW	1T20	1T19	Δ %	Δ Abs.	Mar-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	4.088	4.756	-14%	-668	60	55	10%	5	2.584	2.547	1%	+37
Ao nível da EDP Renováveis:	2.230	2.783	-20%	-553	42	40	5%	2	1.381	1.362	1%	19
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	1.858	1.973	-6%	-115	17	14	23%	3	1.203	1.186	1%	18
EDP Brasil	1.734	1.734	0%	0	32	44	-28%	-12	1.024	1.267	-19%	-243
Ao nível da EDP Brasil:	598	598	0%	0	5	12	-59%	-7	198	246	-19%	-47
Hídrica	598	598										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.137	1.137	0%	0	27	32	-16%	-5	825	1.021	-19%	-195
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	119	119	0%	-	-2	-1	30%	0	-44	-40	10%	-4
TOTAL	5.941	6.609	-10%	-668	90	98	-8%	-8	3.564	3.774	-6%	-210

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Mar-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	3%	0
EDP Brasil	107	134	-20%	-27
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	816	774	5%	42
TOTAL	923	908	2%	15

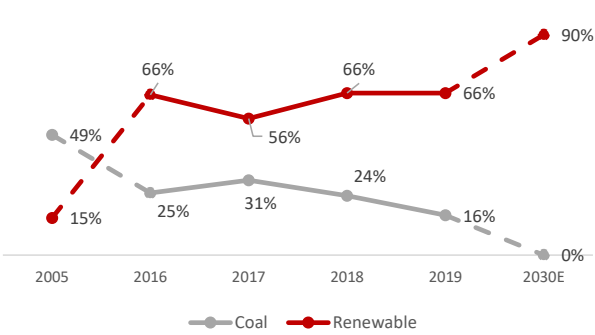
(1) MW atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; (2) Resultados líquido atribuível a empresas associadas & JV e a interesses não-controláveis; exclui activos detidos para venda;

Ambiente	1T20	1T19	Δ %
Geração renovável (%)	79%	69%	14%
Emissões			
Emissões CO2 específicas (g/KWh) (1)	110	228	-52%
Emissões GEE Scope 1 (ktCO2eq)	1.999	4.079	-51%
Emissões GEE Scope 2 (ktCO2eq)	240	214	12%
Qualidade do Ar			
Emissões NOx (kt)	0,90	3,15	-71%
Emissões SO2 (kt)	1,67	4,60	-64%
Emissões de Partículas (kt)	0,23	0,36	-37%
Gestão da Água			
Total de água captada (10³m³)	70.021	369.079	-81%
Total de água consumida (10³m³)	4.051	4.639	-13%
Gestão do Carvão & Resíduos			
Res. de combustão de carvão gerados (t)	35.894	146.048	-75%
Res. de combustão de carvão reciclados (%)	89%	95%	-7%
Taxa média de valorização de resíduos (%)	93%	95%	-2%
Matérias ambientais (k€)			
Investimentos	7.698	9.638	-20%
Gastos	49.580	72.471	-32%
Multas e Penalidades Ambientais	1,5	2,0	-25%

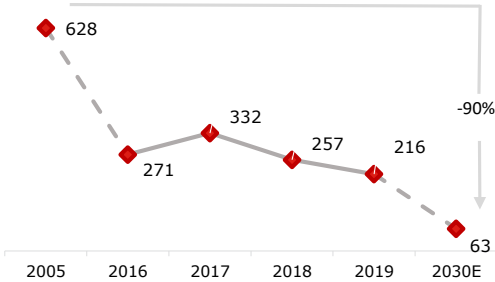
Modelo de negócio & Inovação	1T20	1T19	Δ %
Mobilidade Sustentável			
Electrificação da frota ligeira (%)	9,0%	n.a.	n.a.
Pontos de carregamento eléctrico (#)	936	n.a.	n.a.
Cientes com soluções de mob. eléctrica (#)	13.477	n.a.	n.a.
Novas oportunidades de negócio			
Contad. inteligentes na Pen. Ibérica (%)	49%	41%	20%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	7%	7%	2%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (k€)	54.032	41.471	30%
Cons. eléctrico abastecido por redes intel. (%)	77%	n.a.	n.a.
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	56%	60%	-7%
CAPEX em Renováveis (%)	65%	47%	37%

Capital Humano	1Q20	1Q19	Δ %
Emprego			
Colaboradores (#)	11.563	11.613	0%
Colaboradores femininos (%)	26%	25%	3%
Índice de rotatividade ou turnover	4,37%	3,41%	28%
Formação			
Total de horas (h)	52.094	79.990	-35%
Colaboradores com formação (%)	58%	45%	29%
Investimento directo com formação (k€)	390	704	-45%
Prevenção e Segurança			
Acidentes EDP (3)	5	6	-17%
Acidentes Prest. de Serv. Externos (PSE) (3)	19	16	19%
Acidentes mortais EDP	0	0	n.a.
Acidentes mortais PSE	0	0	n.a.
Índice Frequência EDP	0,92	1,09	-16%
Índice Frequência PSE	1,58	1,60	-1%

% 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.

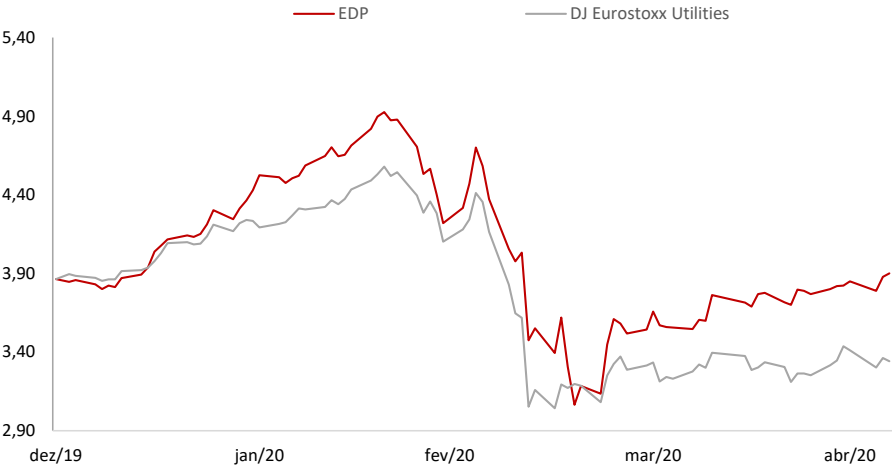
Ratings

	Intervalo	Última Actualização	Pontuação	Classificação (4)
SAM ESG (DJSI)	[0-100]	2019	90	1º
FTSE Russel (FTSE4Good)	[0-5]	2019	4.7	Top 5
VigeoEiris (Euronext Vigeo)	[0-100]	2018	68	1º
ISS-OEKOM (GCI)	[D⁺-A⁺]	2018	B-	n.a.
Sustainalytics (STOXX ESG) (5)	[100-0]	2019	22.1	13º
MSCI Reserch (MSCI ESG)	[CCC-AAA]	2019	AAA	n.a.
CDP Climate Change	[D⁺-A]	2019	A-	n.a.
CDP Water Security	[D⁺-A]	2019	A	n.a.
Ethisphere	Y/N	2019	Yes	n.a.

Informação detalhada em: www.edp.com > Sustentabilidade> Dimensão Económica> Investimento Sustentável

(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) Rating mede o risco ESG não gerido, distinguindo entre cinco níveis que variam entre 100 (Severo) e 0 (Negligenciável). Em Fevereiro de 2020, o rating global de risco da EDP era de 24,95.

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 solar no México
- 23-Abr:** The Capital Group notifica participação qualificada na EDP de 2,05%

EDP em bolsa	YTD ¹	52W	2019
06/05/2020			
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	3,9	3,9	3,864
Máximo	4,987	4,987	3,918
Minímo	2,994	2,994	2,986
Média	3,938	3,720	3,432
Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
Volume de negócios (€ Milhões)	4.812	9.016	6.018
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	55	35	24
Volume transaccionados (milhões de acções)	1.222	2.424	1.753
Volume médio diário (milhões de acções)	14,043	9,467	6,876

Dados Acções EDP (milhões)	1T20	1T19	Δ %
Total de acções	3.656,5	3.656,5	
Acções próprias	21,4	21,8	-2%

Direcção de Relação com Investidores
Miguel Viana, Director
Sónia Pimpão
Carolina Teixeira
Andreia Severiano
Pedro Gonçalves Santos

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

(1) 1-Jan-2020 até 6-Mai-2020