



1T21

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 de electricidade	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 de Electricidade: 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, 13 de Maio de 2021

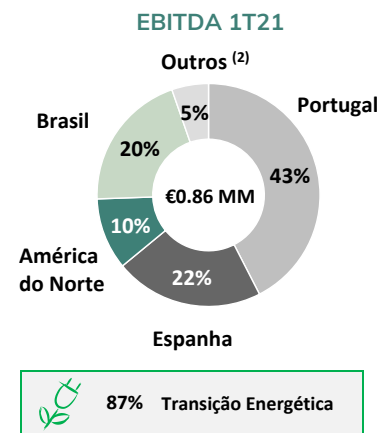
Dados-chave Operacionais	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.	O resultado líquido recorrente da EDP subiu 6% no 1T21 para €159M. Incluindo efeitos não recorrentes, o resultado líquido reportado no 1T21 atingiu os €180M.
Capacidade instalada (MW) Peso de Renováveis (1)	23,928 79%	26,544 73%	-10% -	-2,616 6p.p.	No 1T21, 85% da produção de electricidade da EDP teve origem em energias renováveis, sendo que as emissões específicas de CO ₂ baixaram 9% em termos homólogos, acelerando o contributo para a descarbonização. O investimento bruto aumentou 52% para €0,7MM no 1T21, dos quais 93% alocados a atividades alinhadas com a transição energética.
Produção (GWh) Peso de Renováveis (1)	16,613 85%	18,286 79%	-9% -	-1,673 6p.p.	
Emissões específicas de âmbito 1 e 2 (gCO ₂ /kWh)	112	123	-9%	-11	O EBITDA recorrente caiu 8% para €844M no 1T21, e excluindo variações cambiais, o EBITDA recorrente manteve-se em linha com o período homólogo.
Clientes fornecidos (mil contractos)	9,254	11,397	-19%	-2,142	O EBITDA recorrente do segmento de renováveis baixou 10% para €445M impactado sobretudo pela queda na atividade nos EUA, penalizada pela produção de energia eólica abaixo da média, e pela perda de c.€35M no mercado do ERCOT no Texas, associados aos efeitos extremos do Vortex Polar que afectou a região central dos EUA no início de Fevereiro. Estas perdas foram ainda assim limitadas pela política conservadora de gestão de risco do Grupo. Este efeito negativo de eventos climatéricos nas renováveis nos EUA foi parcialmente compensado pelo bom desempenho da produção hídrica no mercado Ibérico, evidenciando o valor da estratégia de diversificação geográfica e tecnológica do Grupo EDP na produção de energias renováveis.
Clientes ligados (mil contractos)	11,298	10,480	8%	+818	
Demonstração de Resultados (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.	O EBITDA recorrente do segmento de redes de electricidade apresentou um forte crescimento de +31% para €310M, no primeiro trimestre de integração da Viesgo em Espanha. Para além disso, o EBITDA beneficiou do forte crescimento das redes de electricidade no Brasil, apoiado numa recuperação do consumo de electricidade na distribuição, a execução de investimentos de expansão na transmissão e actualização à inflação das receitas reguladas, que mais do que compensou a desvalorização de 26% do Real Brasileiro face ao período homólogo.
Margem Bruta	1,308	1,475	-11%	-167	O segmento de comercialização e gestão de energia registou no 1T21 um EBITDA recorrente de €86M, 55% abaixo do desempenho excepcional do 1T20, mas em linha com a média dos três trimestres anteriores. Na produção térmica, a comparação homóloga está penalizada pelo encerramento da central de Sines no final de 2020 (EBITDA de €27M no 1T20). Na comercialização de energia, a recuperação do EBITDA foi suportada sobretudo pelo aumento da taxa de penetração de novos serviços de 25% no 1T20 para 29% no 1T21.
OPEX	357	366	-3%	-9	
Outros custos operacionais (Líqu.)	100	128	-21%	-27	A evolução homóloga dos resultados financeiros está significativamente impactada pelo custo extraordinário com recompra de dívida registada no 1T20 (€57M), e ganhos cambiais e derivados financeiros (+€18M no 1T21 vs. -€5M no 1T20). Excluindo estes impactos, os juros financeiros líquidos totalizaram €141M, uma queda de 2% face ao período homólogo, suportada pela ligeira redução (-10pb) do custo médio de dívida para 3,3%.
Custos Operacionais	457	494	-7%	-37	
Joint Ventures e Associadas (2)	13	(1)	-	+15	A 25 de Janeiro, a EDP reforçou o seu balanço com a emissão de €750M de obrigações híbridas com uma <i>yield</i> de 1,95%. Tendo no dia 25 de Fevereiro apresentado o seu plano estratégico 2021-25 que contempla uma forte aceleração do crescimento em renováveis, incluindo um investimento de €24 MM no desenvolvimento de 20 GW de renováveis. No seguimento da apresentação deste plano, a EDPR anunciou um aumento de capital de €1,5 MM, operação que teve início no dia 2 de Março através da colocação em mercado de 88,25 milhões de acções da EDPR através de um <i>accelerated book building</i> , ao preço de €17,0/acção. O encaixe desta venda em mercado destinou-se à realização do aumento de capital da EDPR, concretizado a 16 de Abril. A EDP reforçou assim antecipadamente o balanço para fazer face ao seu ambicioso plano de investimentos, sendo que em 16 de Março a S&P reviu o rating de crédito de longo prazo da EDP em alta de “BBB-” para “BBB”.
EBITDA	864	980	-12%	-115	
EBIT	496	597	-17%	-101	No final de Março de 2021, a dívida líquida totalizava €13,1 MM, impactada por um aumento do investimento no fundo de maneo resultante da optimização da gestão de tesouraria num contexto de elevada liquidez financeira e baixas taxas de juro de curto prazo. Ajustando a dívida líquida pelo encaixe do aumento de capital da EDPR, a Março de 2021 o rácio dívida líquida/EBITDA era de 3,4x, e o rácio FFO/Dívida líquida era de 21%.
Resultados financeiros	(123)	(206)	40%	+83	
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	114	155	-26%	-41	No dia 26 de Abril a EDP pagou o seu dividendo anual referente ao exercício de 2020, no montante de €0.19 por acção, em linha com o ano anterior e de acordo com dividendo mínimo por acção definido na política de dividendos. O montante pago em dividendos aumentou 9% para €753M, em resultado da emissão de novas acções resultantes do aumento de capital realizado em Agosto de 2020.
Interesses não controláveis	79	90	-12%	-11	
Resultado líquido (accionistas da EDP)	180	146	23%	+34	
Dados-chave de Performance (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.	
EBITDA recorrente (4)	844	912	-8%	-69	
Renováveis	445	493	-10%	-47	
Redes	310	235	31%	+74	
Clientes & Gestão de energia	86	193	-55%	-107	
Outros	2	(9)	-	+12	
Resultado líquido recorrente (4)	159	150	6%	+9	
Dados-chave da Posição Financeira (€ Milhões)	Mar-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.	
Dívida líquida	13,148	12,243	7%	+905	
Dívida líquida /EBITDA (x) (5)	3.8x	3.5x	9%	0.3x	
FFO / Dívida Líquida	19%	19%	-2%	0p.p.	

(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; classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros); com base no EBITDA recorrente últimos 12 meses e excluindo da dívida líquida 50% da emissão obrigações híbridas (incluindo juros); Inclui passivos por locação (IFRS-16)

- 2 -

Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	1T YoY	
													Δ %	Δ Abs.
Renováveis	445	549	-19%	-104	549	614	409	1,041	445	-	-	-	-19%	-104
Eólica & Solar	269	340	-21%	-71	340	453	280	581	269	-	-	-	-21%	-71
Hídrica - P. Ibérica	137	177	-23%	-40	177	127	97	363	137	-	-	-	-23%	-40
Hídrica - Brasil	40	32	24%	+8	32	34	31	96	40	-	-	-	24%	8
Redes de Electricidade	310	235	31%	+74	235	204	224	244	310	-	-	-	31%	74
P. Ibérica	214	160	34%	+55	160	157	167	154	214	-	-	-	34%	55
Brasil	95	76	26%	+19	76	47	57	90	95	-	-	-	26%	19
Clientes & Gestão de energia	107	204	-48%	-97	204	82	114	76	107	-	-	-	-48%	-97
P. Ibérica (2)	77	169	-54%	-92	168	59	89	29	77	-	-	-	-54%	-92
Brasil	30	36	-17%	-6	36	24	25	47	30	-	-	-	-17%	-6
Outros	2	(9)	-	+11	(9)	(10)	7	(35)	2	-	-	-	-	11
EBITDA consolidado	864	980	-12%	-115	980	891	754	1,325	864	-	-	-	-12%	-115
- Ajustamentos (1)	21	(67)	-	-	(67)	(22)	0	315	21	-	-	-	-	-
EBITDA Recorrente	844	912	-8%	-69	912	914	754	1,010	844	-	-	-	-8%	-69



O EBITDA no 1T21 ascendeu a €864M e o EBITDA recorrente ascendeu a €844M, um decréscimo de 8% face ao período homólogo (-€69M) vs. EBITDA recorrente de €912M no 1T20, o que exclui o impacto da alienação das barragens, CCGTs e comercialização B2C na P.Ibérica em Dez-20 (Contribuição EBITDA de €67M no 1T20). A evolução do EBITDA face ao 1T20 é principalmente impactada por resultados de Gestão de Energia mais fracos comparativamente a um 1T20 muito forte, o impacto negativo de factores de utilização médios mais baixos e Vortex Polar em Fev-21 nos EUA, e o impacto desfavorável das taxas de câmbio (-€70M face ao 1T20), principalmente do Real Brasileiro que desvalorizou 26% face ao Euro. O EBITDA das Redes Reguladas de Electricidade mostraram um forte crescimento de 31%, suportado pela aquisição da Viesgo, o impacto positivo da actualização anual das receitas reguladas no Brasil pela inflação e a execução do crescimento orgânico das linhas de transmissão no Brasil.

Renováveis (52% do EBITDA, €445M no 1T21) - Excluindo o impacto da alienação das 6 barragens em Portugal concluída em Dez-20 (contribuição de €56M para o EBITDA no 1T20), o EBITDA decresceu 10% em termos homólogos (-€48M), reflectindo principalmente (i) o impacto negativo do evento climático extremo Vortex Polar nos EUA (c.-€35M), (ii) desconsolidação dos activos eólicos alienados em Dez-20 (contribuição de €28M para o EBITDA no 1T20), (iii) impacto cambial negativo (-€24M) e (iv) preço de venda médio mais baixo (-8% em termos homólogos). Do lado positivo (v) forte performance hídrica na P. Ibérica e recuperação dos recursos hídricos no Brasil para níveis normais.

Redes Reguladas de electricidade (36% do EBITDA, €310M no 1T21) - O EBITDA aumentou 31% vs. 1T20 (+€74M em termos homólogos), devido a: (i) +€39M em Espanha através da contribuição da Viesgo (€43M), (ii) +€15M em Portugal, através de uma boa performance dos custos controláveis decorrentes da digitalização e condições meteorológicas mais favoráveis, (iii) +€19M no Brasil, incluindo um impacto negativo da desvalorização do câmbio (-€33M), em moeda local o EBITDA da distribuição beneficiou da recuperação da procura e da actualização anual das tarifas pela inflação. Na transmissão, o ritmo favorável da execução do crescimento orgânico.

Clientes e Gestão de Energia (12% do EBITDA, €107M no 1T21) - Excluindo a alienação da comercialização B2C e as CCGTs em Espanha concluída em Dez-20 (EBITDA €11M no 1T20) e o ganho não recorrente no 1T21 decorrente da alienação da nossa participação de 50% na CHC (€21M), o EBITDA recorrente na P. Ibérica diminuiu €101M face ao 1T20 devido à comparação desfavorável com um trimestre com resultados de Gestão de Energia muito positivos, o encerramento da central a carvão de Sines em Dez-20 (€27M contribuição EBITDA em 1T20) que foi mitigado pela melhoria do EBITDA nas actividades de comercialização que foram suportadas por um consumo B2C resiliente (+1% face a 1T20) e o aumento da taxa de penetração de serviços (29% vs. 25% no 1T20). **No Brasil**, o desempenho do EBITDA reflectiu em grande parte a desvalorização do BRL em face ao Euro, enquanto o desempenho da moeda local foi impulsionado pelo forte crescimento do EBITDA da comercialização e gestão de energia derivado do impacto positivo da actualização mark-to-market dos contractos de mais longo prazo.

(*) Ajustamentos: (i) **No 1T20: €67M relacionado com a contribuição de 6 centrais hidroelétricas em Portugal, CCGT Castejon e comercialização B2C em Espanha** alienadas em Dez-20; (ii) **No 1T21: €21M ganho não recorrente na venda da nossa participação de 50% na comercializadora de energia CHC em Espanha** ao nosso parceiro CIDE.

(1) Ajustamentos de impactos extraordinários, supra referidos (*), ajustamentos pro-forma estão apenas reflectidos no 1T20; (2) Inclui nomeadamente Polónia, Roménia, França, Bélgica, Itália.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	1T YoY	
										Δ %	Δ Abs.
EBITDA	864	980	-12%	-115	980	891	754	1,325	864	-12%	-115
Provisões	12	16	-22%	-4	16	35	78	(17)	12	-22%	-4
Amortizações e imparidades exercício	356	367	-3%	-11	367	401	340	524	356	-3%	-11
EBIT	496	597	-17%	-101	597	455	336	818	496	-17%	-101
Juros financeiros líquidos	(123)	(178)	31%	+55	(178)	(123)	(119)	(143)	(123)	31%	+55
Custos financeiros capitalizados	24	12	93%	+11	12	14	15	29	24	93%	+11
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(48)	(49)	2%	+1	(49)	(50)	(55)	(50)	(48)	2%	+1
Diferenças de câmbio e derivados	18	(5)	-	+22	(5)	(11)	(1)	(7)	18	-	+22
Outros ganhos e perdas financeiros	6	13	-53%	-7	13	9	23	6	6	-53%	-7
Resultados Financeiros	(123)	(206)	40%	+83	(206)	(162)	(137)	(166)	(123)	40%	+83
Resultados antes de Impostos	373	391	-5%	-18	391	293	199	652	373	-5%	-18
IRC e Impostos Diferidos	63	92	-32%	-30	92	42	39	136	63	-32%	-30
Taxa de imposto efectiva (%)	17%	24%			24%	14%	20%	21%	17%		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	51	63	-18%	-11	63	(0)	3	-	51	-18%	-11
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	79	90	-12%	-11	90	83	49	138	79	-12%	-11
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	180	146	23%	+34	146	169	108	378	180	23%	+34

As amortizações e imparidades decresceram 3% em termos homólogos para €356M no 1T21, principalmente devido ao impacto cambial (-€17M), apesar das adições de capacidade vs. 1T20.

Os Resultados Financeiros ascenderam a -€123M no 1T21. Excluindo o impacto negativo no 1T20 do custo extraordinário de €57M relacionado com a recompra de dívida, os juros financeiros líquidos suportados permaneceram estáveis vs. 1T20 em €-123M no 1T21. Esta rubrica foi impactada pela ligeira queda do custo médio da dívida para 3,3% (vs. 3,4% no 1T20) e pelo decréscimo da dívida média em 4% vs. 1T20, que foi mitigado pelos menores juros recebidos. As Diferenças de câmbio e derivados (+€22M vs. 1T20) foram sobretudo impactadas pela depreciação do dólar os custos financeiros capitalizados aumentaram para €24M no 1T21 sobretudo devido à transmissão no Brasil e capacidade renovável em construção.

Os impostos sobre o rendimento atingiram €63M, representando uma taxa efectiva de imposto de 17% no 1T21, impactada positivamente pelo crédito de impostos R&D e as operações renováveis na América do Norte.

Os interesses não-controláveis decresceram 12% em termos homólogos para €79M no 1T21, incluindo €36M relativos à EDPR (-39% vs. 1T20) devido à queda do resultado líquido da EDPR, e €37M relativos à EDP Brasil (+16% vs. 1T20), impulsionado pelo forte desempenho da EDP Brasil apesar da depreciação do Real Brasileiro (detalhes página 27).

Em suma, o resultado líquido ascendeu a €180M no 1T21 (+23% ou +€34M face ao período homólogo). Ajustado pelas alienações de activos na P.Ibérica em 2020 (hídrica em Portugal e a CCGT Castejon e comercialização B2C em Espanha) e efeitos não recorrentes*, o resultado líquido recorrente aumentou 6% face ao período homólogo, para €159M no 1T21, impulsionado pela contribuição da Viesgo e forte desempenho dos negócios de produção hídrica e comercialização, que compensaram o evento extraordinário nas renováveis nos EUA e a comparação negativa face ao resultado exceccionalmente forte da intermediação no 1T20.

(*) Ajustamentos e itens não recorrentes ao nível do resultado líquido: (i) -€4M no 1T20, incluindo o ajustamento para a contribuição para o resultado líquido das 6 centrais hídricas em Portugal, da central CCGT de Castejon e do negócio de comercialização B2C, vendidos em Dez-20 (€+41M) e custo não recorrente com a gestão do passivo (-€45M); (ii) +€21M no 1T21, incluindo o ganho não recorrente na venda da nossa participação de 50% na comercializadora de energia CHC em Espanha ao nosso parceiro CIDE.

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

Actividade de Investimento

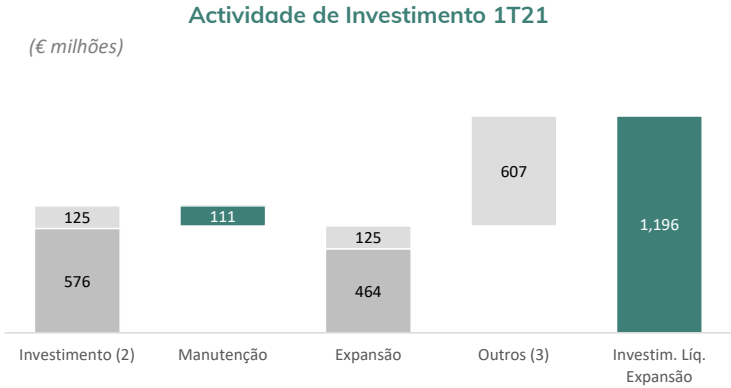
Invest. Operacional (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Expansão	464	341	36%	+124
Renováveis	381	271	41%	+110
Redes de Electricidade	74	65	14%	+9
C&GE & Outros	9	5	-	+4
Manutenção	111	84	32%	+27
Renováveis	3	5	-34%	-2
Redes de Electricidade	75	57	30%	+17
C&GE & Outros	34	23	50%	+11
Investim. Operacional Consolidado	576	425	35%	+151



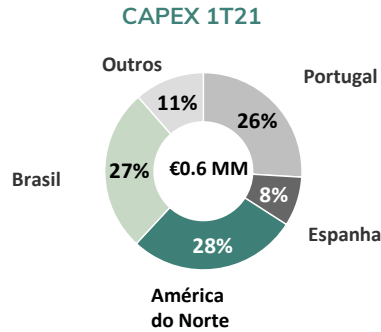
93%

do Investimento na Transição Energética

Actividade Líquida Expansão (€ M)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	464	341	36%	+124
Investim. Financeiro	125	38	229%	+87
Encaixe de Rotação de activos	-	(254)	-	+254
Encaixe Parcerias Institucionais	0	(133)	-	+133
Aquisições e alienações	(29)	(11)	-162%	-18
Outros (1)	636	155	310%	+481
Investimento Líq. de Expansão	1,196	136	780%	+1,060



	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
	341	391	716	953	464	-	-	-
	271	320	639	871	381	-	-	-
	65	63	71	91	74	-	-	-
	5	8	7	(10)	9	-	-	-
	84	103	116	205	111	-	-	-
	5	4	7	18	3	-	-	-
	57	75	80	121	75	-	-	-
	23	24	29	65	34	-	-	-
	425	494	832	1,157	576	-	-	-



O investimento bruto, incluindo o investimento consolidado e investimentos financeiros, aumentou 52% para €0,7 MM no 1T21, dos quais 93% alocados a actividades alinhadas com a transição energética.

O investimento consolidado cresceu 35% para €576M no 1T21, 93% dos quais dedicados aos segmentos de Renováveis e de Redes de Electricidade. O investimento em expansão da EDP aumentou 36% para €464M, representando 81% do investimento total consolidado, que por sua vez é maioritariamente focado em Renováveis e Redes.

Os investimentos financeiros no 1T21 (€125M) foram focados no segmento renovável, nomeadamente em (i) projectos eólicos *onshore* (€79M); (ii) projectos eólicos *offshore* relacionados com a nossa participação de 50% na Ocean Winds (€39M) e (iii) projectos de produção solar descentralizada (€8M).

O investimento operacional de manutenção no 1T21 (€111M) centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas (68% do total), nomeadamente em Espanha com uma contribuição significativa da integração da Viesgo e, em Portugal, onde iniciativas relacionadas com digitalização continuam, com 54% dos pontos de abastecimentos com contadores inteligentes (10 p.p face ao período homólogo).

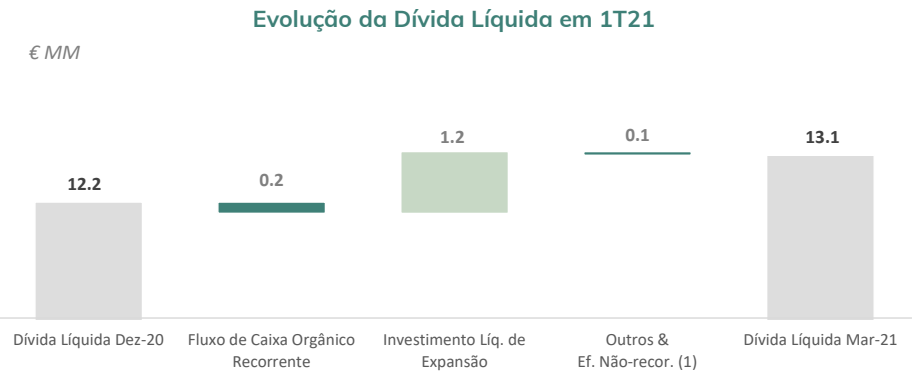
O investimento em expansão (incluindo investimentos financeiros) no 1T21 cresceu 56% para to €589M concentrou-se nas renováveis em termos globais (~84%):

1) €498M de investimento dedicado a nova capacidade renovável (+61% face ao período homólogo), distribuído entre a América do Norte (44%), Europa (41%) e América Latina (15%). (detalhes na página 10).

2) €75M de investimento em redes no Brasil (+15% em termos homólogos, apesar da desvalorização significativa do Real durante o período). Em moeda local, o *capex* referente à transmissão aumentou 70% enquanto que o *capex* em distribuição aumentou 37% em termos homólogos, explicado pela construção das linhas de transmissão, expansão das redes de distribuição e investimento relacionados com a qualidade de serviço em ambas as concessões. Actualmente, 83% do *capex* em transmissão está executado e a inauguração das mesmas permanece antecipada face ao cronograma regulatório

Em conclusão, o investimento líquido de expansão aumentou expressivamente para €1,2 MM no 1T21 (+1,1 MM face ao período homólogo vs. €0,1 MM no 1T20), reflectindo (i) a aceleração do nível actividade de construção (+€0,2 MM, face ao período homólogo); (ii) inexistência de receitas relacionadas com a rotação de activos e parcerias de *Tax Equity* (+€0,4 MM face ao período homólogo); (iii) Antecipação do pagamento a fornecedores de imobilizado (+€0,5 MM em termos homólogos) de modo a otimizar a gestão de tesouraria num contexto de alta liquidez e de baixas taxas de juro.

(1) Inclui Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, alterações de perímetro de consolidação, efeitos de reclassificação de ganhos com rotação de activos e outros; (2) Inclui Investimento operacional e financeiro; (3) Inclui as rubricas "outros" e "aquisições e alienações".



O fluxo de caixa orgânico recorrente decresceu 68% em termos homólogos, para €0,2 MM no 1T21, penalizado pelo investimento significativo em fundo de maneo de €0,2 MM, relacionado com a antecipação proactiva do pagamento a fornecedores e outros credores, de forma a otimizar a gestão de caixa dada a elevada liquidez financeira e o ambiente de taxas de juro de curto prazo baixas/negativas. Excluindo este efeito, o fluxo de caixa orgânico recorrente teria decrescido 39% em termos homólogos para €0,4 MM no 1T21 impulsionado por (i) menor EBITDA recorrente, devido à normalização do nosso segmento de intermediação após um 1T20 particularmente forte e (ii) condições adversas na América do Norte no 1T21 no segmento de renováveis. O fluxo de caixa orgânico recorrente traduz os fluxos de caixa gerados e disponíveis para cumprir a estratégia de EDP em termos de crescimento sustentável, redução de dívida e remuneração de accionistas.

O investimento de manutenção foi sobretudo relacionado com o negócio de redes.

O investimento líquido de expansão totalizou €1,2 MM no 1T21, impactado por (i) aceleração da actividade de construção justificando um investimento de expansão de €0,6 MM no 1T21 (incluindo investimentos financeiros) dedicado à construção de capacidade renovável e transmissão no Brasil (detalhes página 5); (ii) a antecipação do pagamento a fornecedores de imobilizado de €0,5 MM no 1T21 com o intuito de otimizar a gestão de caixa dada a elevada liquidez financeira e o ambiente de taxas de juro de curto prazo baixas/negativas.

Os activos regulatórios (incluindo juros) aumentaram €245M no 1T21, principalmente em Portugal, devido a desvios inesperados entre os verdadeiros custos do sistema e os pressupostos da ERSE (detalhe na página 7).

As variações cambiais resultaram num aumento de €32M na dívida financeira líquida no 1T21, justificado pela apreciação do Dólar Americano (+5% face ao Euro desde o início do ano).

A rubrica Outros inclui +€0,4 MM relativos a 50% de componente equity atribuído pelas agências de rating de crédito ao novo híbrido de €750M emitido em Jan-21.

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €0,9 MM no 1T21, para €13,1 MM a Mar-21.

Mapa de Fluxos de Caixa (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (2)	480	968	-50%	-488
EBITDA recorrente	844	912	-8%	-69
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(364)	55	-	-419
Investimento Operacional em Manutenção (3)	(109)	(120)	9%	+11
Juros financeiros líquidos pagos	(99)	(108)	9%	+9
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(10)	(4)	-142%	-6
Outros	(41)	(31)	-34%	-10
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	221	704	-69%	-483
Expansão	(1,196)	(136)	-780%	-1,060
Variação de Activos Regulatórios	(245)	(103)	-137%	-142
Dividendos pagos a Accionistas EDP	-	-	-	-
Variações Cambiais	(32)	191	-	-223
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	348	458	-24%	-111
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(905)	1,114	-	-2,019
Taxa de câmbio - Final de período	Mar-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD	1.17	1.23	5%	+0.05
BRL/EUR	6.74	6.37	-5%	-0.37

(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 maneo relacionado com fornecedores de activos fixos.

Posição Financeira Consolidada

Activo (€ Milhões)	Mar vs. Dez		
	Mar-21	Dez-20	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20,260	20,163	+97
Activos sob direito de uso	989	1,030	-41
Activos intangíveis	4,969	4,998	-29
Goodwill	2,341	2,306	+35
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	2,068	1,147	+921
Impostos, correntes e diferidos	1,718	1,806	-88
Inventário	326	324	+2
Outros activos, líquido	8,377	8,186	+191
Depósitos colaterais	33	32	+1
Caixa e equivalentes de caixa	1,379	2,954	-1,575
Total do Activo	42,460	42,947	-487

Capital Próprio (€ Milhões)	Mar-21	Dez-20	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9,783	9,583	+201
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	3,506	3,496	+11
Total do Capital Próprio	13,290	13,078	+211

Passivo (€ Milhões)	Mar-21	Dez-20	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	15,964	16,287	-322
Médio e longo prazo	14,226	14,024	+202
Curto prazo	1,738	2,263	-525
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1,263	1,342	-79
Passivo com invest. institucionais nos EUA	903	1,134	-231
Provisões	1,228	1,253	-25
Impostos, correntes e diferidos	1,397	1,336	+61
Proveitos diferidos de invest. institucionais	753	799	-46
Outros passivos, líquido IFRS16	7,661	7,717	-56
Total do Passivo	29,170	29,868	-698

Total do Capital Próprio e Passivo	42,460	42,947	-487
---	---------------	---------------	-------------

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Mar-21	Dez-20	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1,263	1,342	-79
Pensões	592	630	-37
Actos médicos e outros	671	713	-42
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-348	-377	+28
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	914	966	-51

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Mar-21	Dez-20	Δ Abs.
Activos Regulatórios e Ajustamento "Fair value" (+)	620	382	+238
Portugal	679	442	+236
Brasil(1)	-59	-61	+2
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-214	-139	-74
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	406	242	+164

O montante total de **activos fixos tangíveis e intangíveis** a Mar-21 estava estável face a Dez-20 em €25,2 MM principalmente devido às adições desde o princípio do ano (+€0,4 MM), impacto cambial positivo (+€0,3 MM, devido à apreciação do USD vs Euro) e a aquisição da C2, uma plataforma de solar distribuído nos EUA (€0,2 MM). Estes movimentos foram compensados pela depreciação do período, a transferência de um portefólio de activos eólicos para “activos detidos para venda” (€0,5 MM) como parte da rotação de activos nos EUA anunciada em Abril. Em Mar-21 encontravam-se em progresso projectos que totalizavam €3,4 MM (13% do total de activos tangíveis e intangíveis consolidados): 89% EDPR, 1% EDP Brasil e os remanescentes 10% da P. Ibérica.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquida de passivos** (Incl. Instrumentos de Capital Próprio a Justo Valor) era €2,1 MM a Mar-21, influenciado principalmente pela transferência de activos para “activos detidos para venda” e um aumento de capital da OW (€0,3 MM). Os investimentos financeiros totalizavam €1,3 MM: 63% EDPR, 26% EDP Brasil, e 11% na P. Ibérica (Ex-Wind) (detalhes página 27).

Os impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos decresceram €0,1 MM vs. Dez-20, para €0,3 MM a Mar-21. O montante em ‘**Outros activos, líquidos**’ aumentou €0,2 MM vs Dez-20.

Os capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP cresceram €0,2 MM, para €9,8 MM a Mar-21, reflectindo, o resultado líquido reportado de €0,2 MM no 1T21. **Os interesses não controláveis** mantiveram-se estáveis face a Dez-20 dado que a criação da parceria com Macquarie nas Redes espanholas foi contrariada pelo efeito negativo da taxa de câmbio do Real Brasileiro .

O passivo relativo a parcerias institucionais diminuiu €0,2 MM vs Dez-20 atingindo €0,9 MM, através da transferência para “passivos detidos para venda” relacionada com activos eólicos *onshore* resultante da rotação de activos nos EUA anunciada em Abril.

As **Provisões** mantiveram-se em €1,2 MM em Mar-21, antes de impostos. Esta rubrica inclui, entre outros, provisões para o desmantelamento (€559M), dos quais €304M são relativos a parques eólicos.

O montante total líquido de recebimentos futuros da actividade regulada totalizou **€0,4 MM a Mar-21** (€0,6 MM antes de impostos). O aumento de €0,2 MM durante 1T21 é justificado pela inexistência de securitização de défice tarifário (+€0,1 MM) neste trimestre e desvios imprevistos face aos pressupostos da ERSE, que é expectável serem recuperados em 12-24 meses (+€0,1 MM). O défice total do sistema elétrico em Portugal diminuiu €0,1 MM face a Dez-20, para €3,4 MM.

Outros passivos (líquidos) diminuíram €0,1 MM face a Dez-20, devido ao pagamento antecipado a fornecedores de equipamentos relacionados com activos eólicos e solares (-€0,5 MM), mitigado pelo aumento dos passivos detidos para venda relacionados com a rotação de activos anunciada em Abril, principalmente relacionados com parcerias institucionais. O montante relacionado com passivos de locação totaliza €1,0 MM.

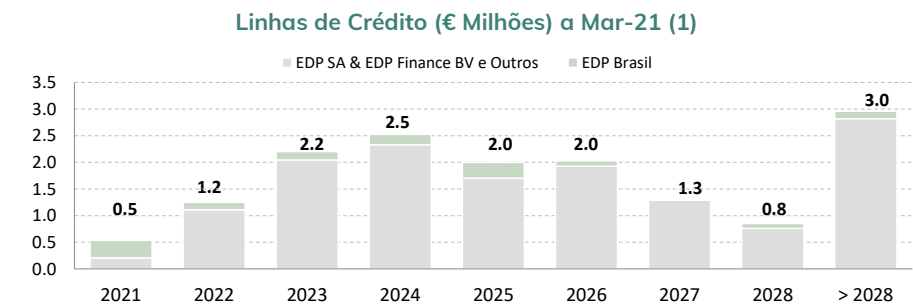
(1) Exclui o montante correspondente ao impacto da exclusão de ICMS do cálculo de PIS/COFINS referente aos anos anteriores nas nossas distribuidoras (R\$1,4MM), na medida em que o valor a receber (reconhecido sob activo por impostos a receber) está sujeito a repasse na tarifa.

Dívida Financeira Líquida

Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Mar-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	15,641	15,873	-1%	-232
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	12,190	12,654	-4%	-464
EDP Renováveis	866	668	30%	+198
EDP Brasil	1,450	1,381	5%	+70
EDP Espanha	1,136	1,171	-3%	-35
Juros da dívida a liquidar	182	256	-29%	-74
"Fair Value"(cobertura dívida)	141	157	-11%	-17
Derivados associados com dívida (2)	(64)	(94)	32%	+30
Depósitos colaterais associados com dívida	(33)	(32)	-3%	-1
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(1,276)	(893)	-43%	-383
Dívida Financeira	14,591	15,268	-4%	-677
Caixa e Equivalentes	1,379	2,954	-53%	-1,575
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	550	1,997	-72%	-1,447
EDP Renováveis	293	474	-38%	-181
EDP Brasil	441	429	3%	+12
EDP Espanha	95	53	77%	+41
Activos financ. ao justo valor atrav. Resultados e outros	64	71	-9%	-7
Dívida líquida do Grupo EDP	13,148	12,243	7%	+905

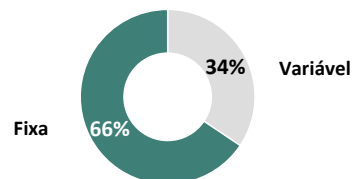
Linhas de Crédito (€ Milhões) a Mar-21 (1)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-21
Linha Crédito "Revolving"	3,300	24	3,300	Oct-24
Linha Crédito "Revolving"	2,240	17	2,240	Mar-25
Linhas Crédito Domésticas	256	9	256	Renovável
Total Linhas Crédito	5,871		5,871	

Credit Ratings EDP SA & EDP Finance BV				
S&P	Moody's	Fitch		
BBB/Stable/A-2	Baa3/Positive/P3	BBB/Stable/F2		
Ratings da Dívida			Mar-21	Dez-20
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (4)			3.8x	3.5x
FFO / Dívida Líquida			19%	19%

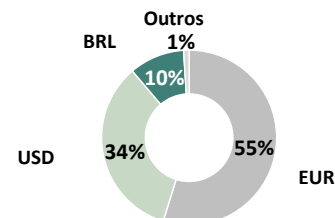


(1) Valor Nominal, incl. 100% das obrig. híbridas; (2) Fair-value de derivados relacionados com a cobertura de dívida, incluindo juros corridos; (3) Após derivativos cambiais; (4) Líquido de activos regulatórios; classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros); com base no EBITDA recorrente últimos 12 meses e excluindo da dívida líquida 50% da emissão obrigações híbridas (incluindo juros); Inclui passivos por locação (IFRS-16)

Dívida por tipo de taxa juro a Mar-21 (1)



Dívida por tipo de moeda a Mar-21 (1)(3)



A dívida financeira da EDP é emitida principalmente ao nível da *holding* (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), representando 78% da Dívida Financeira Nominal do Grupo. A dívida do Grupo é principalmente levantada através dos mercados de dívida (88%), sendo o remanescente associado a empréstimos bancários e papel comercial. Após a aquisição da Viesgo (Dez-20), consolidamos a dívida da mesma, com a nota de crédito 'BBB-' (€1 MM). A EDP realizou a sua **primeira emissão de obrigações green em Set-18, e desde então emitiu €5,2 MM de obrigações green, o que corresponde a 38% do total das obrigações emitidas e 33% do total da dívida financeira nominal.**

Relativamente às últimas acções de rating, em Maio-21 Fitch actualizou a EDP de "BBB-" para "BBB" com o *outlook* estável e a Moody's reviu o *outlook* de estável para positivo, reafirmando a nota de *rating* Baa3. A alteração da Moody's reflecte a recente redução do nível de enviddamento e a expectativa de uma continuação da recuperação das métricas de crédito. Também em Mar-21, a S&P actualizou a EDP de "BBB-" para "BBB" com o *outlook* estável.

No que se refere às principais operações de refinanciamento em 2021:

- Em Jan-21 um título em EUR atingiu a sua maturidade com um valor total de €553M e um cupão de 4,13%.
- Em Jan-21 um título em USD atingiu a sua maturidade com um valor total de \$750M e um cupão de 5,25%.

Em relação aos 2021, a EDP concluiu as seguintes operações:

- Em Jan-21, a EDP emitiu um *Green Hybrid*, de €750M com um cupão de 1,88%, (com a primeira *call-date* em Maio-26 e uma maturidade final em 2081).

O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €7,3 MM a Mar-21, dos quais €5,9 MM em linhas de crédito. Assim, este grau de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2023, assumindo um ambiente empresarial relativamente estável.

Operações Subsequentes:

- Em Mar-21, a EDPR lançou um aumento de capital de €1,5 MM dirigido exclusivamente a investidores profissionais de modo a financiar parte do seu plano de investimento. A operação foi concluída após aprovação da mesma na Assembleia Geral da EDPR em Abril e teve um impacto positivo na dívida líquida financeira do Grupo.



Segmentos de Negócio

Renováveis: Base de activos e Actividade de investimento

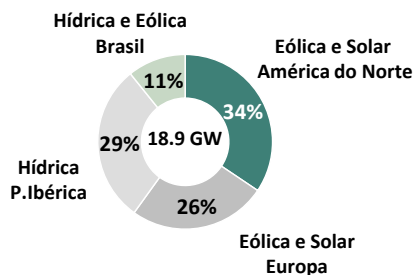
Capacidade Instalada (MW)	Mar-21	Δ YTD	Δ Abs.	YoY Entradas	Saídas	Sob Construção
EBITDA MW	18,874	+247	-587	+1,807	-2,394	+2,629
Eólica e Solar	11,748	+247	+1,071	+1,782	-711	+2,629
EUA	6,007	179	+293	+766	-473	+791
Canadá	88	+21	+58	+58	-	+42
México	400	-	+200	+200	-	-
América do Norte	6,495	+200	+552	+1,025	-473	+832
Espanha	2,137	-0	+163	+400	-237	+101
Portugal	1,238	+10	+74	+74	-	+125
França & Bélgica	146	+10	+93	+93	-	+46
Polónia	476	-	+58	+58	-	+342
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	299	+28	+28	+28	-	+200
Grécia	-	-	-	-	-	+45
Europa	4,816	+48	+415	+652	-237	+859
Brasil	436	-	+105	+105	-	+939
Hídrica	7,127	0	-1,658	+25	-1,683	-
P.Ibérica	5,527	-0	-1,658	+25	-1,683	-
Brasil	1,599	+0	-	-	-	-
MW Equity	1,262	+44	+160	+88	+73	+347
Eólica onshore & Solar	658	-	+108	+35	+73	-
EUA	471	-	+73	-	+73	-
P.Ibérica	187	-	+35	+35	-	-
Eólica offshore	53	+43	+53	+53	-	+269
Hídrica	551	+0	-	-	-	+78
Latam	551	+0	-	-	-	+78
Total	20,137	+291	-426	+1,895	-2,321	+2,977

Actividade de expansão (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	381	271	41%	+110
América do Norte	160	159	1%	+1
Europa	146	102	44%	+44
Brasil & Outros	75	10	632%	+64
Investimentos Financeiros	117	37	211%	+79
Encaixe Rotação de Activos	-	-254	-	+254
Encaixe de Parcerias institucionais	0	-133	-	+133
Aquisições/(Alienações)	-	-1	-	+1
Outros (1)	626	116	437%	+509

Actividade de Expansão	1,123	36	2985%	1,086
-------------------------------	--------------	-----------	--------------	--------------

Investimento de manutenção (€ M)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	3	5	-33%	-2
Brasil	0	-	-	+0
Investimento de manutenção	3	5	-35%	-2

Capacidade Instalada a Mar-21 (EBITDA MW)



Vida média e Vida residual dos activos

(Anos)

Hídrica P. Ibérica	35	31
Hídrica Brasil	21	13
Eólico & Solar Brasil	4	26
Eólico & Solar Europa	10	20
Eólico & Solar América Norte	8	22

A capacidade instalada das renováveis representa **c80%** da nossa capacidade total e é neste momento o principal responsável pelo nosso crescimento. A capacidade instalada a Mar-21 é de **20,1 GW**, incluindo 1,3 GW *Equity* de eólica e solar nos EUA e P.Ibérica, hídrica no Brasil e eólica *offshore* em Portugal e Bélgica.

Nos últimos 12 meses, comissionámos **1,9 GW de capacidade eólica e solar**, que incluem (i) na eólica *onshore*, os parques Harvest Ridge (200 MW) e Crossing Trails (104 MW) nos EUA, Aventura II-V no Brasil (105 MW), e os activos eólicos *onshore* em Espanha e Portugal provenientes da aquisição da Viesgo encerrada em Dez-20 (511 MW EBITDA + *Equity*); (ii) no solar, o projecto Los Cuervos no México (200 MW) e os activos de solar distribuído nos EUA provenientes da aquisição da C2 Omega (62 MW); e (iii) no *offshore*, o projecto Windfloat em Portugal (10 MW *Equity*) e Seamade na Bélgica (43 MW). Adicionalmente, como parte da nossa estratégia de rotação de activos, desde o 1T20 concluímos a venda de (i) **237 MW em Espanha** em Dez-20, (ii) participação de 80% num portefólio de **563 MW nos EUA** em Dez-20, dos quais 200 MW irão começar operação em 2021 e a restante posição é agora contabilizada através do método de equivalência patrimonial (73 MW) e (iii) **102 MW nos EUA (Rosewater)**, após a conclusão da construção e transferência do parque eólico no âmbito do acordo de *Build & Transfer* assinado a Fev-19.

A Mar-21, a nossa capacidade eólica e solar em construção totalizava **3,0 GW**, incluindo 2,6 GW de capacidade eólica *onshore* e solar (EBITDA MW) e 0,3 GW de eólica *offshore* (a nossa participação no parque Moray East no Reino Unido). Na **América do Norte**, temos actualmente **0,8 GW de parques eólicos *onshore* e solar em construção**, incluindo Indiana Crossroads Wind Farm (302 MW), Riverstart (200 MW) e Wildcat Creek (180 MW). Na **Europa**, estamos a construir 0,9 GW de eólica *onshore*, maioritariamente na Polónia e Itália. No **Brasil**, estamos a construir 0,7 GW de eólica *onshore* e 0,2 GW de solar.

O nosso **portefólio hídrico** compreende **5,5 GW na P.Ibérica** (dos quais 45% com capacidade de bombagem) e **1,6 GW no Brasil**. Na América Latina, detemos posições em 3 centrais hídricas, que totalizam 0,5 GW (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). No âmbito do nosso plano de alienação de activos anunciado em Mar-19, **concluímos a venda de 6 centrais hídricas em Portugal em Dez-20** (1,7 GW) por €2,2 MM. Com esta transacção, reduzimos a nossa exposição ao risco hídrico no Norte de Portugal, mantendo ~75% do nosso anterior portefólio hídrico na P.Ibérica.

Em conclusão, os **investimentos líquidos de expansão** aumentaram fortemente face ao período homólogo para €1,1 MM, impulsionado por (i) o aumento de 62% vs. 1T20 no investimento de expansão (incluindo investimentos financeiros), para €0,5 MM no 1T21, com a América do Norte a representar ~44% e a Europa ~32%; (ii) a inexistência de encaixes de transacções de rotação de activos ou TEIs nos EUA neste trimestre; (iii) a optimização do fundo de maneio através da antecipação do pagamento de faturas a fornecedores de imobilizado; e (iv) alterações no perímetro de consolidação relacionadas com a aquisição da C2 Omega (+0,1 MM vs. 1T20).

(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)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	614	694	-12%	-80
OPEX	135	133	2%	+3
Outros custos operac. (líq.)	17	10	63%	+7
Custos Operacionais Líq.	152	143	6%	+9
Joint Ventures e Associadas	-16	-2	-717%	-14
EBITDA	445	549	-19%	-104
Amortizações, impar.; Provisões	186	188	-1%	-2
EBIT	259	361	-28%	-102

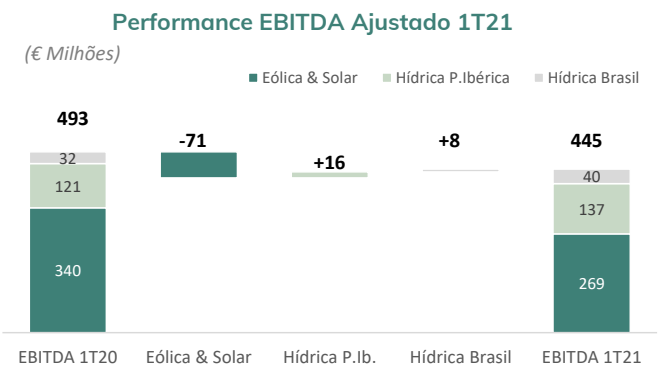
Joint Ventures e Associadas (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	-16	0	-	-16
Hídrica no Brasil	0	-2	87%	+2
Joint Ventures e Associadas	-16	-2	-	-14

EBITDA (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	269	340	-21%	-71
América do Norte	90	159	-43%	-68
Europa	188	179	5%	+9
Brasil & Outros	-9	2	-	-12
Hídrica	177	209	-16%	-33
P.Ibérica	137	177	-23%	-40
Brasil	40	32	24%	+8
EBITDA	445	549	-19%	-104

Eólica e Solar - Principais indicadores	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Recurso eólico vs. Média LP (P50)	-3%	-6%	54%	3 p.p.
Produção (GWh)	8,120	7,762	5%	+358
Preço Médio de venda (€/MWh)	52	56	-8%	-5

Hídrica - Principais Indicadores	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Recursos hídricos vs. Média LP	28%	-9%	-	37 p.p.
GSF (1)	88%	103%	-15%	-15 p.p.

Taxa de Câmbio - Média no Período	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
USD/EUR	1.20	1.10	-8%	+0.10
BRL/EUR	6.60	4.91	-26%	+1.69



No 1T21, o EBITDA atingiu o valor de €445M (-19% em termos homólogos), no seguimento da venda de 6 centrais hídricas em Portugal concluída em Dez-20 (contribuição para o EBITDA 1T20 de €56M). Ajustado para esta alteração do perímetro de consolidação, o EBITDA teria decrescido 10%, impactado essencialmente por (i) o impacto negativo do evento do Vortex Polar nos EUA (c. -€35M), (ii) a desconsolidação dos activos eólicos vendidos em Dez-20 (contribuição para o EBITDA 1T20 de €28M) e (iii) impacto cambial adverso (-€11M), que mais do que compensou (iv) o forte desempenho da hídrica na P.Ibérica e a recuperação para níveis normalizados do desempenho da hídrica no Brasil.

Ajustado pela venda das hídricas na P.Ibérica, o EBITDA da hídrica aumentou 16% em termos homólogos para €117M (+€24M). Na P.Ibérica, o EBITDA aumentou €16M vs. 1T20, impulsionado pela forte recuperação dos recursos hídricos na P. Ibérica (+37p.p para 28% acima da média histórica em Portugal), que mais do que compensou o impacto negativo dos menores preços de venda incluindo coberturas. A Mar-21, as reservas hídricas em Portugal situaram-se em 78%, 28p.p. acima da média histórica. No Brasil, o EBITDA aumentou €8M em termos homólogos, devido à normalização da estratégia de alocação após um fraco desempenho no 1T20, apesar da desvalorização do Real Brasileiro de 26% em termos homólogos (-€14M).

- O EBITDA eólico e solar diminuiu para €269M no 1T21 (-21% vs. 1T20), devido a:
- (i) impacto negativo do Vortex Polar nos EUA em Fevereiro, que afectou maioritariamente os activos do Ercot/Texas (c. -€35M) com a restrição de produção eléctrica num curto período de grande aumento dos preços de curto-prazo de electricidade, cujo impacto negativo foi contido pela nossa estratégia de risco conservadora de contratação a longo prazo/coberturas;
 - (ii) desconsolidação de activos vendidos no âmbito da nossa estratégia de rotação de activos (€28M EBITDA no 1T20), incluindo 237 MW em Espanha e 80% num portefólio de 563 MW nos EUA, ambos concluídos em Dez-20;
 - (iii) impacto cambial adverso (-€11M);
 - (iv) aumento de 5% em termos homólogos dos volumes de electricidade, apesar do aumento de 8% da capacidade instalada média, penalizado pelos recursos eólicos fracos e pelas restrições operacionais anormais nos EUA relacionadas com o evento do Vortex Polar, acima mencionadas;
 - (v) menor preço médio de venda (-8% vs. 1T20), devido a (i) preço mais competitivo dos novos CAEs contratados, com o aumento da eficiência dos projectos, (ii) perda relacionada com o Vortex Polar nos EUA e (iii) componente de receitas fixas por MW significativa, juntamente com o forte aumento dos factores de disponibilidade em Espanha.

O desempenho dos custos operacionais (OPEX) em energias renováveis aumentou 2%, devido ao impacto do crescimento aliado ao controlo de despesas. Em energia eólica e solar, o Core OPEX por MW Médio, ajustado das rotações de activos, custos com offshore, taxas de serviço e impacto cambial, diminuiu 3% dada a nossa estratégia de O&M e controlo de custos.

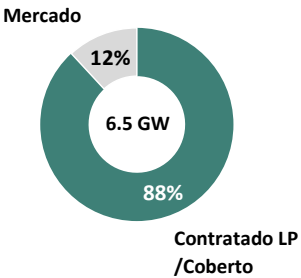
Os Outros custos operacionais (líquidos) aumentaram €7M em termos homólogos, devido à expansão do portefólio e decréscimo dos créditos fiscais à produção (PTC) com a rotação de activos concluída em Dez-20, apesar do menor valor de clawback em Portugal na proporção dos activos vendidos.

(1) GSF Ponderado.

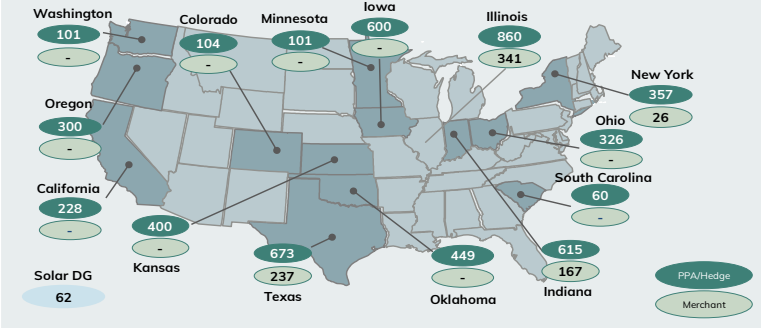
Renováveis na América do Norte

Dados operacionais	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	6,495	5,944	9%	+552
EUA CAE/Hedge	5,236	4,918	6%	+318
EUA Mercado	771	796	-3%	-25
Canadá	88	30	195%	+58
México	400	200	100%	+200
Capacidade Instalada com PTCs	2,486	2,346	6%	+140
Recursos eólicos vs. Média LP	-6%	-6%	10%	1 p.p.
Factor médio de utilização (%)	36%	37%	-4%	-1 p.p.
EUA	35%	37%	-4%	-1 p.p.
Canadá	30%	33%	-7%	-2 p.p.
México	42%	42%	1%	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4,551	4,695	-3%	-144
EUA	4,342	4,491	-3%	-149
Canadá	28	22	28%	+6
México	182	182	0%	-0
Preço médio de venda (USD/MWh)	43	45	-4%	-2
EUA	42	44	-4%	-2
Canadá (\$CAD/MWh)	116	147	-21%	-31
México	67	66	2%	+1
Capacidade instalada (MW Equity)	471	398	18%	+73
Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)	6,966	6,342	10%	+624
Dados Financeiros (USD Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	225	269	-16%	-44
Margem Bruta	171	212	-20%	-42
Receitas PTC & Outras	54	56	-4%	-2
Joint Ventures e Associadas	-4	-1	-	-4
EBITDA	109	175	-38%	-66
EBIT	19	83	-78%	-64

Capacidade instalada 1T21 (EBITDA MW)



USA: EBITDA MW por mercado - Mar-21



Na América do Norte, a **capacidade instalada** (6,5 GW EBITDA) é **95% eólica** e **5% solar PV** (352 MW). Adicionalmente, detemos participações minoritárias em outros projectos eólicos e solares, equivalentes a 471 MW.

No seguimento da estratégia de crescimento da EDP através de contratos de energia a longo prazo, a adição de 1 GW ao portefólio nos últimos 12 meses consiste em CAEs. No 1T21, **~90% da capacidade instalada está ao abrigo de contratos de longo prazo** (CAEs/*Hedge*).

A **produção eléctrica decresceu** 3% face ao período homólogo, apesar do aumento da capacidade instalada. Este decréscimo foi impulsionado pelos **menores recursos eólicos** que estiveram 6% abaixo da média histórica (P50), devido essencialmente aos recursos anormalmente baixos nas regiões Central e Este, e penalizado pelas restrições operacionais anormais associadas ao evento do Vortex Polar nos EUA, em Fevereiro. O **preço médio de venda** caiu 4% para USD 43/MWh, penalizado no 1T21 pelas perdas nos mercados de energia, maioritariamente no mercado de electricidade do ERCOT no Texas e no seguimento de novos CAEs mais competitivos devido ao aumento da eficiência dos projectos.

A **margem bruta decresceu para USD 171M** no 1T21 (-20% vs. 1T20), uma vez que os benefícios associados à expansão do portefólio e a nossa estratégia de coberturas foram mais do que compensados pelo impacto extraordinário acima mencionado do evento do Vortex Polar nos EUA (c.USD 40M). **Os créditos fiscais à produção (PTC) e Outros** diminuíram para USD 54M (-4% vs. 1T20), com os novos PTCs contraídos a serem mais do que mitigados pelo impacto nesta rubrica da transacção de rotação de activos de Dez-20.

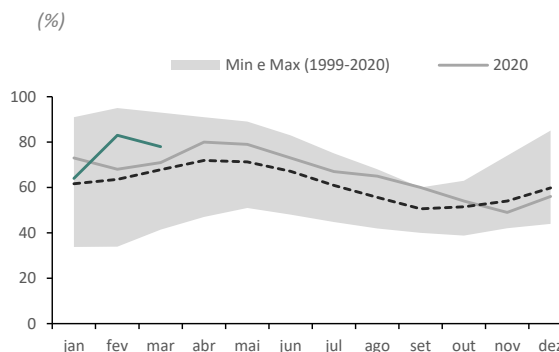
O **EBITDA na América do Norte diminuiu 38% para USD 109M** no 1T21, suportado pela trajectória da margem bruta e pelos maiores custos necessários para a aceleração do nosso crescimento.

	- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de Mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação; - PTC recebidos por 10 anos desde o COD (\$26/MWh in 2021) & parques eólicos que iniciaram construção em 2009 e 2010 podem optar por 30% cash grant em vez do PTC; - ITC para projectos solares dependentes do seu capex. Iguala 26% para projectos que iniciaram construção antes de 2022 e 22% para projectos que iniciaram construção em 2023, se o COD for pelo menos em 2025.
	Tarifa Feed-in por 20 anos (Ontário); Renewable Energy Support Agreement (Alberta)
	- Leilões tecnologicamente neutros em que os licitadores oferecem um pacote de preços globais para 3 diferentes produtos (capacidade, geração eléctrica e certificados verdes); - Projecto EDPR: contrato bilateral de fornecimento de electricidade em regime de autoabastecimento por um período de 25 anos.

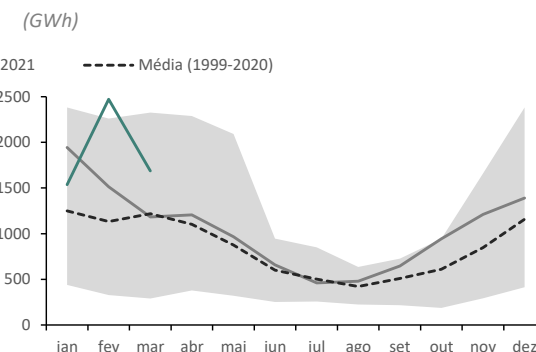
Renováveis na P. Ibérica

Dados operacionais	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	8,903	10,324	-14%	-1,421
Eólica e Solar	3,375	3,139	8%	+237
Espanha	2,137	1,974	8%	+163
Portugal	1,238	1,164	6%	+74
Hídrica	5,527	7,186	-23%	-1,658
Recursos vs. Média LP (Média=0%)				
Eólico e Portugal (3)	-2%	-14%	-	12 p.p.
Hídricos em Portugal (3)	28%	-9%	-	37 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	33%	27%	24%	6 p.p.
Portugal	32%	28%	15%	4 p.p.
Hídrica	36%	31%	14%	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	6,694	6,812	-2%	-118
Eólica & Solar	2,412	1,884	28%	+528
Espanha	1,549	1,172	32%	+377
Portugal	863	712	21%	+151
Hídrica	4,282	4,927	-13%	-646
Produção líquida (4)	3,811	4,484	-15%	-673
Bombagem	471	444	6%	+27
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	64	78	-18%	-14
Portugal	87	90	-3%	-3
Hídrica (2)	54	41	32%	+13
Capacidade instalada (MW Equity)	198	152	30%	+46
Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)	9,101	10,476	-13%	-1,375
Dados Financeiros (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	344	377	-9%	-33
Eólica & Solar (1)	176	157	12%	+19
Espanha	100	92	8%	+7
Portugal	76	65	18%	+11
Hídrica	168	220	-24%	-52
Joint Ventures e Associadas	1	1	-8%	-0
EBITDA	269	294	-9%	-25
Eólica & Solar (1)	132	117	13%	+15
Hídrica	137	177	-23%	-40
EBIT	189	220	-14%	-31
Eólica & Solar (1)	89	78	13%	+11
Hídrica	100	141	-29%	-41

Reservas Hídricas em Portugal vs. Média Histórica



Produção Hídrica em Portugal vs. Média Histórica



A capacidade instalada na P. Ibérica (8,9 GW), divide-se entre capacidade hídrica (~60%) e eólica (~40%). Em Dez-20 concluímos a venda de 6 centrais hídricas em Portugal, a transacção no âmbito da nossa estratégia de rotação de activos de 237 MW em Espanha e a aquisição de um portefólio eólico de 511 MW (EBITDA + Equity) em Espanha e Portugal à Viesgo.

A produção de energia eólica e solar na P. Ibérica aumentou 28% em termos homólogos para 2,4 TWh, devido ao crescimento do portefólio (+0,2 GW) e à melhoria de 12p.p. vs. 1T20 dos recursos eólicos, para 2% abaixo da média histórica em Portugal. O preço médio de venda caiu 18% vs. 1T20 em Espanha, devido ao peso significativo das receitas fixas por MW, juntamente com o forte aumento dos factores de disponibilidade em Espanha. Desta forma, a margem bruta eólica e solar atingiu o valor de €176M (+12% em termos homólogos).

A margem bruta da actividade hídrica totalizou €168M, representando um aumento de 8% em termos homólogos se ajustado para a alteração do perímetro de consolidação. Este desempenho reflecte uma melhoria significativa dos recursos hídricos no 1T21, passando de um défice de 9% no 1T20 para 28% acima-da-média em Portugal no 1T21. Consequentemente a produção hídrica (líquida) aumentou 22% vs. 1T20 (ajustado para a alteração do perímetro de consolidação). No entanto, o preço médio de venda da hídrica incluindo coberturas decresceu 3% vs. 1T20, devido à forte queda dos resultados com coberturas em termos homólogos.

A actividade de bombagem foi mais intensa no 1T21, apresentando um aumento de 16% no volume vs. 1T20 (ajustado para a alteração do perímetro de consolidação), com uma margem de bombagem unitária a situar-se nos dois dígitos, contribuindo ainda para o aumento das reservas hídricas que se situaram nos 78%, 28p.p. acima da média histórica no fim de Mar-21.

Excluindo a contribuição das 6 centrais hídricas em Portugal (€56M), o EBITDA aumentou 13% vs. 1T20 para €269M no 1T21, suportado pela trajectória da margem bruta. Além disso, os impostos sobre a geração em Espanha e o clawback em Portugal ascenderam a €13M no 1T21, um decréscimo de €11M face a 1T20, sobretudo devido à parte referente aos activos hídricos vendidos.

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

(1) Inclui ajustamentos de hedging; (2) Exclui mini-hídricas FIT; (3) Fonte: REN; (4) Inclui mini-hídricas FIT.

Renováveis no Resto da Europa

Dados operacionais	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	1,441	1,263	14%	+178
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	476	418	14%	+58
Itália	299	271	10%	+28
França & Bélgica	146	53	176%	+93
Factor médio de utilização (%)	30%	37%	-18%	-7 p.p.
Roménia	31%	34%	-10%	-4 p.p.
Polónia	28%	44%	-35%	-15 p.p.
Itália	31%	31%	2%	0 p.p.
França & Bélgica	34%	46%	-27%	-13 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	932	1,022	-9%	-89
Roménia	344	388	-11%	-44
Polónia	304	397	-23%	-93
Itália	184	183	0%	+1
França & Bélgica	101	53	89%	+48
Preço médio de venda (€/MWh)	80	79	0%	+0
Roménia (RON/MWh)	371	365	2%	+6
Polónia (PLN/MWh)	340	331	3%	+9
Itália	95	90	5%	+4
França & Bélgica	78	84	-7%	-6
Taxa de Câmbio - Média no período				
PLN/EUR	4.55	4.32	-5%	+0.22
RON/EUR	4.88	4.80	-2%	+0.08

Na Europa (excluindo a P.Ibérica), a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica *onshore* (1.391 MW), enquanto que a capacidade solar está concentrada na Roménia (50 MW). Nos últimos 12 meses, adicionámos 178 MW ao nosso portefólio e temos 0,6 GW em construção, dos quais 342 MW na Polónia, 200 MW em Itália, 46 em França & Bélgica e 45 MW na Grécia.

A produção decresceu 9% em termos homólogos para 932 GWh, devido ao decréscimo de 7p.p. no factor de disponibilidade face a 1T20, penalizado sobretudo pelos recursos eólicos abaixo da média histórica na Polónia.

O preço médio de venda manteve-se relativamente estável em termos homólogos em €80/MWh.

Em conclusão, a margem bruta permaneceu estável em €76M no 1T21 e o EBITDA caiu 6% vs. 1T20 para €57M.

Dados Financeiros (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	76	76	0%	+0
Roménia	26	24	9%	+2
Polónia	24	31	-23%	-7
Itália	17	17	5%	+1
França & Bélgica	9	5	91%	+4
EBITDA	57	60	-6%	-3
EBIT	39	43	0	-5

- 
 - 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	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW EBITDA)	2,035	1,930	5%	+105
Eólica	436	331	32%	+105
Hídrica	1,599	1,599	0%	+0
Recursos				
GSF (1)	88%	103%	-15%	-15 p.p.
Eolicidade vs. Média LP	11%	-20%	-	31 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	31%	21%	49%	10 p.p.
Hídrica	50%	52%	-4%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1,946	1,967	-1%	-21
Eólica	224	161	39%	+63
Hídrica	1,723	1,806	-5%	-84
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	244	266	-8%	-22
Hídrica	270	212	28%	+58
Capacidade Instalada (MW Equity)	551	551	0%	+0
Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)	2,586	2,481	4%	+106

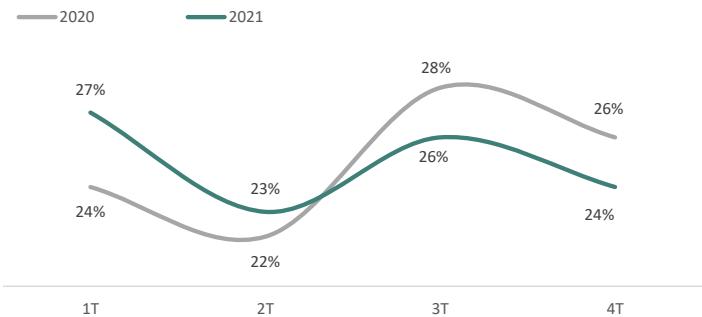
O nosso portfólio de energias renováveis no Brasil inclui 2,0 GW de capacidade instalada consolidada, dos quais 79% correspondentes a centrais hídricas com energia contratada (CAE) e 21% a eólica onshore também com energia contratada. Adicionalmente, a EDP possui participações em centrais hídricas, que representam uma capacidade de 551 MW.

O aumento de 50% (+ R\$93M) em termos homólogos da **margem bruta de produção hídrica para R\$280M** no 1T21 é impulsionado por uma normalização da estratégia de alocação adoptada incluindo uma maior alocação de energia no primeiro trimestre, mitigando o impacto de um maior risco hidrológico (GSF de 88%), que compara com um desempenho particularmente fraco no 1T20.

A **capacidade instalada eólica aumentou para 436 MW (+105 MW)** com a instalação do Parque Aventura II-V, que juntamente com um aumento no factor de utilização de 21% para 31% em termos homólogos, traduziu-se num aumento na produção eólica para 224 GWh (vs. 161 GWh no 1T20). Isto resultou num aumento geral da margem bruta de produção eólica para R\$47M (+24% em termos homólogos).

No geral, o **EBITDA do segmento renovável no Brasil aumentou em 43% em moeda local**, principalmente devido à já mencionada normalização da estratégia de alocação.

Produção Hídrica - Sazonalização dos contratos de venda





- 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).

Redes de electricidade: Performance financeira

DR Operacional (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	497	443	12%	+55
OPEX	126	129	-3%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	62	79	-22%	-17
Custos Operacionais Líquidos	188	209	-10%	-21
Joint Ventures e Associadas	0	1	-92%	-1
EBITDA	310	235	31%	+74
Amortizações, imparidades; Provisões	117	105	12%	+12
EBIT	193	131	47%	+62

Taxa de câmbio - Média no período	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	6.60	4.91	-26%	1.69

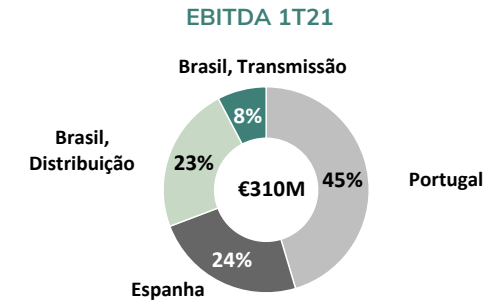
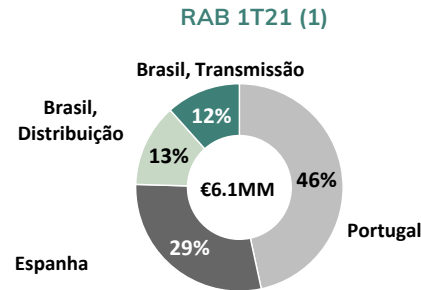
EBITDA (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Portugal	141	125	12%	+15
Espanha	74	34	114%	+39
Brasil	95	76	26%	+19
EBITDA	310	235	31%	+74

OPEX & Capex performance	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
--------------------------	------	------	-----	--------

Custos controláveis (2)				
P.Ibérica (€/ponto de ligação)	11.7	12.9	-9%	-1
Brasil (R\$/ponto de ligação)	44.7	48.9	-9%	-4

Invest. operacional (€ Milhões) (3)	150	123	22%	+27
Portugal	57	51	12%	+6
Espanha	16	4	261%	+12
Brasil	76	67	13%	+9
Manutenção	1	2	-28%	-1
Expansão	74	65	14%	+9

Rede de Distribuição ('000 Km)	376	342	10%	+34
Portugal	229	228	0%	+1
Espanha	52	21	152%	+32
Brasil	95	94	1%	+1



O segmento das Redes Reguladas inclui as actividades de distribuição de electricidade em Portugal, Espanha e Brasil e a actividade de transmissão, no Brasil. No conjunto total de geografias, a Base Regulada de Activos (RAB) totaliza €6MM, com os activos financeiros da transmissão a ganhar peso, representando 12% da base total.

O aumento de 31%, em termos homólogos, do EBITDA, do 1T21, para €310M foi essencialmente explicado por: (i) o primeiro trimestre de contribuição para o EBITDA por parte da Viesgo em Espanha (+€43M), (ii) o aumento em €15M em Portugal, graças a poupanças em OPEX, e (iii) €19M de aumento no segmento de redes do Brasil, que foram impactadas positivamente pela indexação dos proveitos regulados à inflação e antecipação no comissionamento de uma linha de transmissão.

O OPEX melhorou 3% em termos homólogos para €126M, beneficiando da desvalorização do Real, ainda que impactado em €9M referentes à integração da Viesgo. Outros custos operacionais líquidos caíram 22% reflectindo, nomeadamente, compensações de seguradoras registadas no 1T21 relativas a eventos climáticos em Portugal que ocorreram em anos anteriores.

O CAPEX no 1T21 aumentou 22% em termos homólogos para €150M, com a integração da Viesgo a contribuir significativamente para o crescimento do CAPEX em Espanha. O CAPEX no Brasil aumentou 13% em termos homólogos e focou-se essencialmente na expansão das redes de distribuição e transmissão.

O valor total de Equipamentos de Medição Inteligente (EMI) aumentou para 3,4M em Portugal (+24% em termos homólogos). Alavancado pela implementação de EMI, o volume de energia telecontada, em Portugal, aumentou 2p.p. em termos homólogos.

(1) Activos financeiros no caso da Transmissão no Brasil. RAB de Espanha após-Lesividad, de acordo com as decisões do tribunal e assumindo o cenário que considera uma vida residual dos activos idêntica à proposta pela CNMC no seu último relatório para a empresa na proposta de remuneração de final de 2018. Contudo, este valor não deve ser considerado final até que a execução da sentença esteja terminada; (2) FSE + Custos com pessoal; (3) Líquido de subsídios.

Redes de electricidade na P. Ibérica

Distribuição de Electricidade em Portugal (1)

DR Operacional (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	264	262	1%	+2
OPEX	67	74	-9%	-6
Rendas de concessão	65	66	-1%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	-9	-2	-451%	-7
Custos Operacionais Líquidos	124	138	-10%	-14
Joint Ventures e Associadas	0	0	42%	+0
EBITDA	141	125	12%	+15
Amortizações, imparidades; Provisões	72	80	-10%	-8
EBIT	69	45	52%	+24

Indicadores chave	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	264	262	1%	+2
Regulada	263	261	1%	+3
Não-regulada	1	2	-55%	-1
Rede de Distribuição				
Electricidade distribuída (GWh)	11,631	11,775	-1%	-144
Pontos de ligação (mil)	6,310	6,285	0%	+25

Distribuição de electricidade em Portugal

O volume de electricidade distribuída decresceu -1% no 1T21 em termos homólogos, para 11,6 GWh, impactado pela pandemia Covid-19, que durante os primeiros dois meses do ano passado não afectou o consumo. Por outro lado, o confinamento durante o 1T21 teve um impacto negativo no consumo de energia no sector industrial, ainda que tenha sido parcialmente compensado pelo consumo recorde durante o mês de Janeiro no segmento de baixa tensão, devido a temperaturas anormalmente baixas.

As receitas reguladas da distribuição totalizaram €263M. Este valor está em linha com o 1T20, o que é principalmente explicado pelo fim, em 2020, de alguns ajustes negativos nos proveitos permitidos relacionados com eventos de anos anteriores, mas ainda assim, mitigados pelo decréscimo das *yields* das OTs a 10 anos, ao longo dos últimos 12 meses, o que proporcionou uma taxa de retorno do RAB mais baixa (4,75% vs. 4,81% in 1T20).

Os custos operacionais líquidos foram 10% mais baixos face ao período homólogo (-€14M). O OPEX do 1T20 foi penalizado por vários eventos climáticos em Portugal e por maiores custos com gestão da vegetação. O OPEX no 1T21 continuou a beneficiar do aumento gradual da digitalização, nomeadamente da instalação de Equipamentos de Medição Inteligente que permitem um aumento das operações remotas, que foram aceleradas pelo contexto da pandemia COVID-19. Os Outros Custos Operacionais Líquidos do 1T21 foram positivamente impactados por €6M de compensações de seguradoras relacionados com eventos climáticos ocorridos em anos anteriores.

No geral, apesar da ligeira contracção no consumo, o **EBITDA aumentou 12% face ao período homólogo (+€15M) para €141M, principalmente suportado por melhoria de eficiência.**

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	102	48	111%	+54
OPEX	30	13	124%	+17
Outros custos operacionais (líquidos)	-2	0	-	-2
Custos Operacionais Líquidos	28	14	104%	+14
Joint Ventures e Associadas	-	-	-	-
EBITDA	74	34	114%	+39
Amortizações, imparidades; Provisões	27	9	198%	+18
EBIT	47	25	84%	+21

Indicadores chave	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	102	48	111%	+54
Regulada	99	47	109%	+52
Não-regulada	3	1	238%	+2
Pontos de ligação (mil)	1,371	669	105%	+703
Electricidade distribuída (GWh)	3,545	2,031	74%	+1,513

Distribuição de electricidade em Espanha

A aquisição da Viesgo, fechada em Dezembro de 2020, mais do que duplicou o tamanho das nossas operações de distribuição de electricidade em Espanha.

A Margem Bruta cresceu 111% em termos homólogos para €102M no 1T21, com a Viesgo a representar 56% (€57M).

O OPEX aumentou 124% em termos homólogos, para €30M no 1T21. Depois do fecho da operação de aquisição da Viesgo em Dezembro de 2020, durante o 1T21 foi definido um plano detalhado de integração da Viesgo no Grupo EDP com um calendário de execução para os próximos trimestres.

O **EBITDA cresceu 114% para €74M, com a contribuição da Viesgo a ascender a €43M (58%).** Excluindo a Viesgo, o EBITDA decresceu 10% em termos homólogos, impactado nomeadamente pela menor taxa de retorno do RAB de 5,58%.

O RAB da EDP Espanha considera o máximo impacto da Lesividad (decisão 481/2020 do tribunal). Os termos finais aplicáveis ainda estão por conhecer. Posto isto, **o nosso EBITDA já reflecte este impacto desde 2017.**

(1) A actividade de comercialização de último recurso em Portugal é agora considerada em conjunto com as restantes actividades de comercialização. Os resultados de Redes de Electricidade e dos Clientes & Gestão de Energia, incluindo os números de 2020, foram ajustados de acordo.

Redes de electricidade Brasil

DR Operacional (R\$ milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	866	647	34%	+219
OPEX	188	199	-6%	-11
Outros custos operacionais (líquidos)	50	70	-29%	-21
Custos Operacionais Líquidos	238	269	-12%	-32
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-
EBITDA	629	377	67%	+251
Amortizações, imparidades; Provisões	83	71	16%	+11
EBIT	546	306	78%	+240

Distribuição - Indicadores chave	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Cientes Ligados (Milhares)	3,616	3,526	2.5%	+90
EDP São Paulo	1,992	1,938	2.8%	+53
EDP Espírito Santo	1,624	1,588	2.3%	+36
Electricidade Distribuída (GWh)	6,605	6,326	4%	+279
Cientes regulados	3,549	3,477	2%	+72
Cientes em mercado livre	3,056	2,849	7%	+206
Perdas Totais (%)				
EDP São Paulo	8.6%	8.0%	8%	+0
EDP Espírito Santo	13.1%	12.6%	4%	+0
Margem Bruta (R\$ Milhões)	703	558	26%	+145
Receitas reguladas	564	516	9%	+48
EBITDA (R\$ Milhões)	472	294	61%	+178
EDP São Paulo	244	130	88%	+114
EDP Espírito Santo	228	164	39%	+64

Transmissão - Indicadores chave (R\$ M)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Reg. EBITDA (RAP adj.custos & imp)	12	8	45%	+4
Receitas	440	252	75%	+188
Receitas de construção	344	189	82%	+156
Receitas financeiras	119	89	33%	+30
Outras	-23	-26	11%	+3
Margem Bruta	163	89	83%	+74
EBITDA	157	84	87%	+73
EBIT	157	84	87%	+73



• 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 3 linhas de transmissão (lote 24 e lote 11 a 100% e lote 7 parcial), tendo em desenvolvimento outras 4 linhas de transmissão, incluindo o lote Q adquirido em Mai-19 e MGTE adquirido em Fev-21.

A electricidade distribuída no Brasil no 1T21 aumentou 4,4% em termos homólogos, em função das altas temperaturas registadas no período e da expansão do número de clientes conectados (+2,5%). Além disso, o trimestre manteve o ritmo de recuperação da actividade económica, observado desde o final do ano passado, após meses de restrições para conter a pandemia COVID-19.

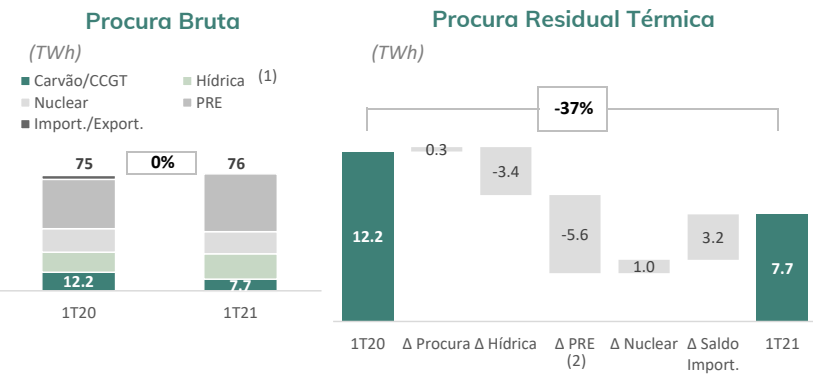
A margem bruta da distribuição aumentou 26% no período para R\$703M, dado o impacto positivo da indexação da inflação nas actualizações tarifárias anuais. Ambas as nossas concessões de distribuição têm receitas reguladas indexadas ao IGP-M (Índice Geral de Preços - Mercado), que aumentou no período pela valorização do dólar americano. As actualizações tarifárias anuais resultaram num aumento tarifário de 8,0% em Ago-20 (+9,3% de impacto do IGP-M) na EDP ES e num aumento de 4,8% nas tarifas em Out-20 (+17,9% de impacto do IGP-M) na EDP SP, tendo a EDP SP em particular um impacto positivo significativo deste efeito no 1T21 (+R\$53M). O aumento da inflação resultou também no impacto positivo da actualização do valor residual do activo de concessões (+R\$51M), pelo aumento do índice de preços ao consumidor (IPCA de +2,05% 1T21).

Diversas medidas foram introduzidas pela ANEEL para fazer face aos desafios decorrentes da pandemia, o que permitiu à EDP mitigar o impacto da sobrecontratação para o ano de 2021, nomeadamente através da participação no mecanismo de vendas de excedentes (MVE) em Dezembro de 2020, que reduziu a taxa de sobrecontratação para um valor em linha com o limite regulatório de 105%.

A margem bruta da transmissão aumentou 83% no período, atingindo R\$163M, na sequência do comissionamento parcial do lote 7 (Maranhão I), 17 meses antes do previsto, e dos trabalhos de construção nas restantes linhas, mesmo tendo em conta alguns atrasos por consequência da pandemia.

O OPEX diminuiu 5,5% em termos homólogos, principalmente como resultado de menores custos com pessoal e benefícios dos empregados (-R\$7,3M em termos homólogos) devido a atrasos nas contratações causados pela pandemia. **Os outros custos operacionais diminuíram 29,3%** (-R\$20,6M), reflectindo principalmente maiores ganhos em activos fixos (+R\$19,6M).

No geral, o EBITDA das redes de electricidade aumentou 67% em termos homólogos para R\$629M, positivamente impactado por uma recuperação sólida da procura, indexação das receitas reguladas à inflação, bem como um forte crescimento orgânico na transmissão com a entrada em operação parcial de uma linha adicional.



Contexto do mercado de electricidade Ibérico

Durante 1T21, a procura de electricidade na Península Ibérica foi estável face ao período homólogo devido à quebra da actividade económica que foi compensada por uma procura resiliente no segmento residencial. A procura residual térmica (PRT), i.e., geração a carvão e CCGT, diminuiu 37% no 1T21 face termos homólogos (-4.5 TWh), reflectindo: (i) um aumento de +5.6 TWh de produção em regime especial principalmente impulsionada pela recuperação dos recursos eólicos na P. Ibérica; (ii) um aumento de +3.4 TWh de produção hídrica (líquida de bombagem), em termos homólogos, acompanhado da recuperação dos recursos hídricos (28% e 30% acima da média histórica em Portugal e Espanha, respectivamente); Estes efeitos foram parcialmente mitigados por uma redução de 3,2 TWh em importações líquidas e produção nuclear mais baixa (-1 TWh).

O preço médio à vista aumentou 30% no 1T21 em termos homólogos, para ~€45/MWh, devido a um forte aumento do preço das matérias-primas, nomeadamente o gás (+107% face a 1T20) e licenças de CO2 (+64% face a 1T20). O preço médio final da eletricidade em Espanha aumentou 9% no 1T21, para €51/MWh, reflectindo uma maior procura por restrições e a evolução dos preços no mercado grossista.

Desempenho da EDP

O EBITDA no 1T21 foi impactado pela alteração no perímetro de consolidação (-€11M) decorrente da alienação da comercialização B2C e CCGTs Castejon em Espanha anunciada em 2020. Adicionalmente, o EBITDA no 1T21 inclui um ganho não-recorrente de €21M relacionado com a venda da nossa participação de 50% na comercializadora de energia CHC em Espanha ao nosso parceiro CIDE. Esta operação foi concluída em Fev-21.

Excluindo este efeitos, o EBITDA no 1T21 diminuiu €101M face a 1T20 para €56M devido à comparação desfavorável com um trimestre com resultados de Gestão de Energia muito positivos, o encerramento da central a carvão de Sines em Dez-20 (€27M contribuição EBITDA em 1T20) que foi parcialmente mitigado pela melhoria do EBITDA nas actividades de comercialização, suportadas por um consumo B2C resiliente (+1% face a 1T20) e o aumento da taxa de penetração de serviços (29% vs. 25% no 1T20).

No 1T21, a produção de electricidade a carvão da EDP na P. Ibérica representou 2% das receitas consolidadas e teve um contributo de 3% para o EBITDA consolidado.

Para 2021, temos 100% da nossa produção hídrica e nuclear esperada contractada a preços próximos de €45/MWh (preço baseload, excluindo serviços de sistema) e 100% de nossa produção CCGT esperada com spread médio de um dígito.

Principais factores (3)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	45	35	30%	+10
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	51	47	9%	+4
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MW)	48	44	9%	+4
Direitos de emissão de CO2 (EUA), €/ton	37	23	64%	+15
Mibgas, €/MWh	21	10	107%	+11
Brent, USD/Barrel	61	50	21%	+11

DR Operacional (€ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	160	299	-46%	-139
OPEX	79	98	-19%	-19
Outros custos operacionais (líquidos)	24	34	-28%	-10
Custos Operacionais Líquidos	103	132	-22%	-29
Joint Ventures e Associadas	21	1	2247%	+20
EBITDA	78	169	-54%	-91
EBIT	30	102	-71%	-73

Dados financeiros chave (€ M)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	160	299	-46%	-139
Comercialização (5)	105	103	1%	+2
Gestão de energia e Térmica	55	196	-72%	-140
EBITDA	78	169	-54%	-91
Comercialização (5)	64	23	174%	+40
Gestão de energia e Térmica	14	145	-90%	-131
EBIT	30	102	-71%	-73
Comercialização (5)	56	12	381%	+44
Gestão de energia e Térmica	-26	91	-	-117

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 4,3 GW de capacidade instalada térmica, ~5,0M 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.

Fontes: EDP, REN, REE; (1) Líquido de bombagem; (2) Regime especial de produção, nomeadamente eólico, solar e cogeração; (3) Média do período; (4) O preço final reflecte o preço à vista e os custos do sistema (garantia de potência e serviços de sistema); (5) Exclui actividades em Itália, França e Polónia (-€1m em 1T21).

Comercial. - Factores chave e financeiros	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade (1)	4,983	6,270	-21%	-1,287
Portugal - Liberalizado	4,012	4,094	-2%	-82
Portugal - Regulado	949	1,012	-6%	-63
Espanha - Liberalizado	22	1,165	-98%	-1,142
Gás	688	1,601	-57%	-912
Portugal - Liberalizado	650	658	-1%	-9
Portugal - Regulado	34	36	-8%	-3
Espanha - Liberalizado	5	906	-99%	-901
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	16.6%	30.4%	-46%	-0
Rácio de serviços por contracto (%)	29%	25%	16.0%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)				
Liberalizado - Residencial	2,867	3,562	-19.5%	-695
Liberalizado - Industrial	3,964	3,966	0%	-2
Regulado	669	692	-3%	-23
Volume de gás vendido (GWh)				
Liberalizado - Residencial (1)	521	2,249	-76.8%	-1,728
Liberalizado - Industrial	1,958	2,020	-3%	-61
Regulado	57	136	0%	-
Margem bruta (€ Milhões)	105	103	1%	+2
EBITDA (€ Milhões)	64	23	174%	+40
Capex (€ Milhões)	10	6	68%	+4

Comercialização Península Ibérica

Excluindo o impacto da alienação do nosso portefólio de B2C em Espanha à Total, **o número de clientes de electricidade em Portugal e Espanha (B2B) decresceu ligeiramente**, visto que a EDP se focou na qualidade do serviço e está a alavancar a sua carteira de clientes para aumentar o valor de portefólio. De facto, a taxa de penetração dos novos serviços aumentou para 29% em Mar-21 (+4 p.p. face a 1T20), como consequência do aumento de 18% do número de clientes Funciona e da desconsolidação do portefólio de clientes B2C com uma menor penetração de serviços.

A EDP continua a crescer em novas soluções energéticas envolvendo os seus clientes na transição energética. Neste sentido, a percentagem de serviços na margem bruta duplicou face a 1T20 para 17%. No 1T21, a EDP instalou cerca de 36MW de solar descentralizado na P. Ibérica e noutros países Europeus, dos quais 21MW como serviço.

Excluindo os impactos da transacção acima mencionada, a eletricidade total comercializada no 1T21 foi estável face ao 1T20 devido à redução do número de clientes no segmento regulado em Portugal que foi compensado pela resiliência do consumo no segmento B2C liberalizado (+1% face a 1T20) que também beneficiou do efeito das temperaturas anormalmente baixas em Janeiro.

Excluindo impactos não recorrentes (ganho de €21M no 1T21), e a desconsolidação de activos (€12M no 1T20), o EBITDA referente às nossas actividades de comercialização na P.Ibérica aumentou €43M suportado pela resiliência da procura no segmento B2C, aumento do número de instalações de painéis solares descentralizados e maior taxa de penetração de novos serviços.



A carteira de clientes da EDP na Península Ibérica (~5,0M de clientes) tem um peso considerável de clientes residenciais e PMEs, correspondendo a ~47% do consumo total.

Gestão Energia & Térmica - Indicadores chave	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)				
CCGT	798	2,253	-65%	-1,455
Carvão	688	683	1%	+5
Outras (3)	348	381	-9%	-33
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	13%	28%	-53%	-15p.p.
Carvão (4)	25%	24%	8%	+2p.p.
Nuclear	86%	98%	-12%	-12p.p.
Custos de produção (€/MWh) (2)	30	44	-31%	-14
Margem Bruta (€ Milhões)	55	196	-72%	-140
EBITDA (€ Milhões)	14	145	-90%	-131
Capex (€ Milhões)	14	3	364%	+11

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A produção de electricidade no 1T21 caiu 45% em termos homólogos, essencialmente devido à redução da produção das CCGTs (-65% face a 1T20) como consequência de uma menor procura residual térmica e da alienação das CCGTs Castejón (843MW). Excluindo o impacto do encerramento de Sines, o factor de produção de carvão foi estável na P. Ibérica.

O custo médio de produção térmica registou uma diminuição de 31% em termos homólogos (para €30/MWh em 1T21) devido a *spreads* contratados das CCGTs e menor percentagem de CCGT e Carvão no *mix* de produção.

O EBITDA do segmento de Produção Térmica e de Gestão de Energia foi €14M no 1T21 (-90% face ao período homólogo) reflectindo a normalização das actividades de gestão de energia após um 1T20 muito forte e o encerramento da central de Sines (€27M EBITDA no 1T20).



O nosso portefólio de geração térmica na Península Ibérica integra um total de 4,3 GW de capacidade instalada, que desempenha um papel activo em assegurar o fornecimento de energia: 67% em CCGT, 29% em carvão, 4% em nuclear e 1% de cogeração e resíduos.

(1) Inclui PMEs. A actividade de comercialização de último recurso em Portugal é agora considerada em conjunto com as restantes actividades de comercialização. Os resultados de Redes de Electricidade e dos Clientes & Gestão de Energia, incluindo os números de 2020, foram ajustados de acordo. (2) Inclui custos de combustível, custos de emissões CO2 e custos de cobertura; (3) Inclui Nuclear, Cogeração & Waste.; (4) Inclui apenas produção a carvão em Espanha.

DR Operacional (€ Milhões) (1)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	36	46	-22%	-10
OPEX	7	10	-30%	-3
Outros custos operacionais Líquidos	-1	-0	0%	-1
Joint Ventures e Associadas	0	1	-94%	-0
EBITDA	30	36	-17%	-6
EBIT	21	24	-14%	-4

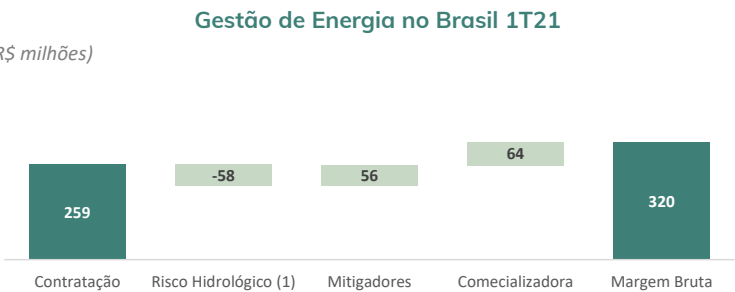
Taxa de Câmbio - Média do período	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	6.60	4.91	-26%	+1.69

DR Operacional (R\$ Milhões)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	235	223	5%	+12
OPEX	47	47	-1%	-0
Outros custos operacionais Líquidos	-8	-2	-357%	-6
Joint Ventures e Associadas	0	0	5%	0
EBITDA	196	178	10%	+18
EBIT	145	130	12%	15

Indicadores chave	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
PLD	173	188	-8%	-15
GSF (2)	88%	103%	-15%	-15p.p.

Comerc. e GE - Indicadores chave	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	3,987	10,235	-61%	-6,247
Margem Bruta (R\$ Milhões)	73	28	156%	+44
EBITDA (R\$ Milhões)	62	13	379%	+49
EBIT (R\$ Milhões)	59	13	354%	+46

Térmica - Factores Chave e Financeiros (3)	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	+0
Electricidade Produzida (GWh)	656	477	37%	+179
Disponibilidade	93%	76%	23%	+17p.p.
Margem Bruta (R\$ Milhões)	162	195	-17%	-33
EBITDA (R\$ Milhões)	134	165	-19%	-31
EBIT (R\$ Milhões)	86	117	-26%	-31



(1) Inclui impactos GSF, PLD e MRE

De acordo com a nossa política de risco controlado em relação à gestão do nosso portfólio, a EDP segue uma estratégia de *hedging* para mitigar o risco GSF/PLD, que visa reduzir a volatilidade dos resultados. Posto isto, as actividades de abastecimento e geração são geridas de forma integrada, permitindo otimizar o portefólio como um todo.

Nas actividades da EDP Brasil de Comercialização e Gestão de Energia, o EBITDA diminuiu 17% para €30M, penalizado por uma desvalorização do Real face ao euro de 26% em termos homólogos, que contrariou o crescimento de 10% do EBITDA em moeda local.

Apesar da queda nas vendas de electricidade de 61% em termos homólogos, uma vez que se referem principalmente a operações de reduzida margem, não se verificou um impacto significativo em resultados. Pelo contrário, o EBITDA aumentou para R\$62M, positivamente impactado pelo estabelecimento de novos contratos e respectiva actualização *mark-to-market* destes contratos de +R\$47M, bem como pelo aumento do número de clientes em 22%.

Adicionalmente, à medida que a energia solar distribuída ganha tracção no Brasil, a EDP Brasil tem vindo a expandir em Solar PV, com c. 41.8 MWp contratados e instalados, tanto organicamente como por via de aquisições, contribuindo com uma margem bruta de R\$5,4M (+ 35% em termos homólogos).

A nossa central de produção térmica, Pecém, aumentou a disponibilidade de 76% para 93% visto que no período homólogo anterior a disponibilidade foi impactada por obras de manutenção programadas no 1T20. Uma vez que esta central é remunerada por PPAs com base na sua disponibilidade e não na sua produção, foi positivo para os resultados, contudo este efeito foi mitigado por um impacto positivo verificado no 1T20 de R\$23M devido à revisão em baixa do nível de disponibilidade de referência de Pecém. É ainda relevante mencionar que Pecém tem uma receita fixa mensal de R\$73M, que foi ajustada pelo IPCA a 12 meses em Novembro (+3,9% face ao período homologo).

(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.



**Demonstrações de resultados
& anexos**

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

1T21					
(€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	691	853	2,332	(788)	3,088
Margem Bruta	614	497	196	1	1,308
Fornecimentos e serviços externos	86	76	55	(22)	195
Custos com pessoal e benefícios sociais	49	50	32	31	162
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	17	62	23	(2)	100
Custos Operacionais	152	188	110	7	457
Joint Ventures e Associadas	(16)	0	21	9	13
EBITDA	445	310	107	2	864
Provisões	0	2	10	0	12
Amortizações e imparidades (1)	186	114	47	8	356
EBIT	259	193	50	(6)	496

1T20					
(€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	767	862	2,847	(974)	3,502
Margem Bruta	694	443	344	(6)	1,475
Fornecimentos e serviços externos	82	77	72	(31)	201
Custos com pessoal e benefícios sociais	50	52	36	27	165
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	10	79	33	5	128
Custos Operacionais	143	209	142	1	494
Joint Ventures e Associadas	(2)	1	1	(2)	(1)
EBITDA	549	235	204	(9)	980
Provisões	0	16	(0)	0	16
Amortizações e imparidades (1)	188	89	78	12	367
EBIT	361	131	126	(21)	597

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

Demonstração de Resultados por Trimestre

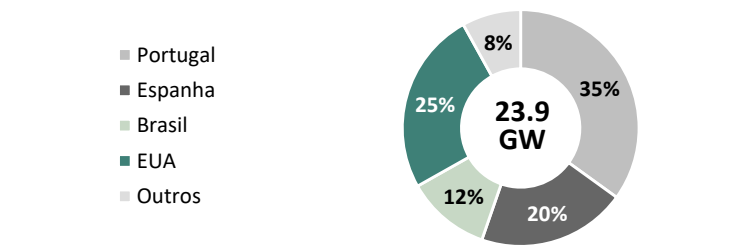
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	Δ YoY %	Δ QoQ %	1T20	1T21	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3,502	2,681	2,876	3,389	3,088				-12%	-9%	3,502	3,088	-12%
Custo com vendas de energia e outros	2,027	1,499	1,757	2,074	1,780				-12%	-14%	2,027	1,780	-12%
Margem Bruta	1,475	1,182	1,119	1,315	1,308				-11%	-1%	1,475	1,308	-11%
Fornecimentos e serviços externos	201	201	207	248	195				-3%	-21%	201	195	-3%
Custos com pessoal e benefícios sociais	165	157	143	203	162				-2%	-20%	165	162	-2%
Outros custos operacionais (líquidos)	128	(60)	13	(460)	100				-21%	-122%	128	100	-21%
Custos Operacionais	494	297	363	(9)	457				-7%	-	494	457	-7%
Joint Ventures e Associadas	(1)	6	(2)	0	13				-	-	(1)	13	-
EBITDA	980	891	754	1,325	864				-12%	-35%	980	864	-12%
Provisões	16	35	78	(17)	12				-22%	-172%	16	12	-22%
Amortizações e imparidades (1)	367	401	340	524	356				-3%	-32%	367	356	-3%
EBIT	597	455	336	818	496				-17%	-39%	597	496	-17%
Resultados financeiros	(206)	(162)	(137)	(166)	(123)				-40%	-26%	(206)	(123)	40%
Resultado antes de impostos e CESE	391	293	199	652	373				-5%	-43%	391	373	-5%
IRC e Impostos diferidos	92	42	39	136	63				-32%	-54%	92	63	-32%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	63	(0)	3	-	51				-18%	-	63	51	-18%
Resultado líquido do período	236	252	157	517	259				10%	-50%	236	259	10%
Atrib. Accionistas da EDP	146	169	108	378	180				23%	-53%	146	180	23%
Atrib. Interesses não controláveis	90	83	49	138	79				-12%	-43%	90	79	-12%

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

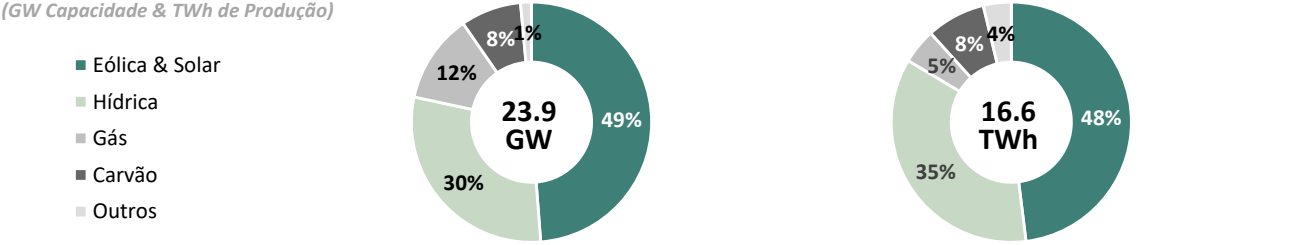
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Mar-21	Mar-20	Δ MW	Δ %	1T21	1T20	Δ GWh	Δ %	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
Eólico	11,340	10,530	+810	8%	8,067	7,707	+359	5%	7,707	6,816	5,612	8,137	8,067			
EUA	5,855	5,624	+231	4%	4,304	4,453	-150	-3%	4,453	4,239	2,957	4,793	4,304			
Portugal	1,234	1,160	+74	6%	861	710	+151	21%	710	548	543	815	861			
Espanha	2,137	1,974	+163	8%	1,549	1,172	+377	32%	1,172	929	986	1,258	1,549			
Brasil	436	331	+105	32%	224	161	+63	39%	161	227	397	308	224			
Resto de Europa (2)	1,391	1,212	+178	15%	920	1,007	-88	-9%	1,007	655	551	774	920			
Resto de Mundo (3)	288	230	+58	25%	209	203	+6	3%	203	218	178	189	209			
Solar	408	146	+262	179%	53	54	-1	-2%	54	86	79	46	53			
Europe	56	56	-	0%	15	16	-	0%	16	25	25	10	15			
North America	352	90	+262	290%	38	38	-	0%	38	62	54	36	38			
Hídrica	7,127	8,785	-1,658	-19%	6,004	6,731	-727	-11%	6,731	4,346	2,479	5,236	6,004			
Portugal	5,076	6,759	-1,683	-25%	3,924	4,692	-768	-16%	4,692	2,866	1,594	3,419	3,924			
Bombagem	2,358	2,806	-449	-16%	-570	-534	-36	-7%	-534	-493	-465	-480	-570			
Fio de água	1,174	2,408			1,568	2,289	-721	-32%	2,289	1,582	807	1,515	1,568			
Albufeira	3,845	4,294			2,286	2,346	-60	-3%	2,346	1,255	782	1,858	2,286			
Mini-hídricas	57	57			70	57	+14	24%	57	29	6	46	70			
Espanha	451	426	+25	6%	358	230	+128	55%	230	162	56	229	358			
Brasil	1,599	1,599	+0	0%	1,723	1,809	-86	-5%	1,809	1,319	829	1,587	1,723			
Gás/ CCGT	2,886	3,729	-843	-23%	798	2,253	-1,455	-65%	2,253	1,699	3,864	1,943	798			
Carvão	1,970	3,150	-1,180	-37%	1,344	1,159	+184	16%	1,160	521	1,475	2,665	1,344			
Iberia	1,250	2,430	-1,180	-49%	688	683	+5	1%	683	521	1,433	1,598	688			
Brasil	720	720			656	476	+179	38%	477	0	43	1,067	656			
Outros (4)	198	205	-7	-3%	348	381	-33	-9%	381	236	389	401	348			
Portugal	17	24			38	34	+4	11%	34	32	35	37	38			
Espanha	180	180			310	347	-37	-11%	347	204	355	364	310			
TOTAL	23,928	26,544	-2,616	-10%	16,613	18,286	-1,673	-9%	18,286	13,705	13,899	18,428	16,613			
Do qual:																
Portugal	8,364	11,160	-2,796	-25%	5,337	6,811	-1,474	-22%	6,806	4,382	5,222	6,409	5,337			
Espanha	4,873	5,529	-655	-12%	3,190	3,317	-127	-4%	3,317	2,582	3,647	3,256	3,190			
Brasil	2,755	2,650	+106	4%	2,602	2,444	+159	6%	2,446	1,545	1,268	2,962	2,602			
EUA	6,007	5,714	+293	5%	4,342	4,491	-149	-3%	4,491	4,301	3,012	4,830	4,342			

Capacidade Instalada por País a Mar-21



Detalhe por tecnologia no 1T21



(1) Capacidade Instalada que contribuiu para proveitos operacionais do período; (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Bélgica e Itália; (3) Inclui Canadá e México; (4) Inclui Nuclear, Cogeração e Resíduos.

Redes de Electricidade: Activo e Indicadores de performance



RAB (€ Milhões)	Mar-21	Mar-20	Δ %	Δ Abs
Portugal	2,833	2,906	-2.5%	-73
Alta / Média Tensão	1,678	1,754	-4.4%	-77
Baixa Tensão	1,156	1,152	0.3%	+4
Espanha	1,754	950	84.6%	+804
Brasil (R\$ Milhões)	9,504	8,040	18.2%	+1,463
Distribuição	5,004	5,066	-1.2%	-62
EDP Espírito Santo	2,581	2,680	-3.7%	-100
EDP São Paulo	2,423	2,385	1.6%	+38
Transmissão (1)	4,500	2,975	51.3%	+1,525
RAB TOTAL	6,078	5,267	15.4%	+811

Redes	Mar-21	Mar-20	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	376,294	342,415	9.9%	+33,879
Portugal	229,222	228,110	0.5%	+1,112
Espanha	52,450	20,781	152.4%	+31,669
Brasil	94,622	93,524	1.2%	+1,099
Distribuição	94,306	93,337	1.0%	+970
Transmissão	316	187	69.0%	+129
DTCs (mil)				
Portugal	29	24	20%	+5
Espanha	19	7	171%	+12
Contadores Inteligentes (mil)				
Portugal	3,415	2,745	24%	+670
% do Total	54.1%	43.7%	23.9%	10.4 p.p.
Espanha	1,370	666	106%	+704

Cientes Ligados (mil)	Mar-21	Mar-20	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6,310	6,285	0.4%	+25
Muito Alta / Alta / Média Tensão	26	25	0.2%	+0
Baixa Tensão Especial	38	37	1.2%	+0
Baixa Tensão	6,247	6,223	0.4%	+25
Espanha	1,371	669	105.1%	+703
Alta / Média Tensão	3	1	118.1%	+1
Baixa Tensão	1,369	667	105.1%	+701
Brasil	3,616	3,526	2.5%	+90
EDP São Paulo	1,992	1,938	2.8%	+53
EDP Espírito Santo	1,624	1,588	2.3%	+36
Total	11,298	10,480	7.8%	+818

Qualidade de serviço	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.
% Perdas				
Portugal	10.6%	10.5%	0.9%	0.1 p.p.
Espanha	6.3%	4.4%	43.9%	1.9 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8.6%	8.0%	7.6%	0.6 p.p.
Técnicas	5.6%	5.6%	-0.9%	0 p.p.
Comerciais	3.1%	2.4%	27.4%	0.7 p.p.
EDP Espírito Santo	13.1%	12.6%	4.0%	0.5 p.p.
Técnicas	8.2%	7.9%	3.1%	0.2 p.p.
Comerciais	4.9%	4.6%	5.6%	0.3 p.p.
Ordens Remotas (% do Total)				
Portugal	38%	45%	-16.5%	-7.4 p.p.
Espanha	100%	99%	0.3%	0.3 p.p.
Telecontagem (%)				
0	75%	73%	3%	2 p.p.
	100%	100%	0%	0 p.p.

Electricidade distribuída (GWh)	1T21	1T20	Δ %	Δ GWh
Portugal	11,631	11,775	-1.2%	-144
Muito Alta Tensão	540	635	-15.1%	-96
Alta / Média Tensão	5,101	5,304	-3.8%	-202
Baixa Tensão	5,990	5,836	2.6%	+154
Espanha	3,545	2,031	74.5%	+1,513
Alta / Média Tensão	2,414	1,442	67.4%	+972
Baixa Tensão	1,131	589	91.9%	+541
Brasil	6,605	6,326	4.4%	+279
Clientes livres	3,056	2,849	7.2%	+206
Industrial	357	374	-4.6%	-17
Residencial, Comercial, & Outros	3,192	3,102	2.9%	+90
Total	21,780	20,132	8.2%	+1,648

(1) RAB após lesividade (ver nota página 16); (2) Activos financeiros; (3) Alteração de Reporte face a Portugal. Portugal, Espanha e Brasil, consideram a entrada de electricidade na rede de distribuição.

Investim. Financeiros, Interesses Não Controláveis e Provisões

Investimentos financeiros & activos para venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Mar-21	Mar-20	Δ %	Δ MW	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.	Mar-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	711	550	29%	+161	-16	0	5633%	-16	787	475	66%	+312
Espanha	167	152										
Estados Unidos	471	398										
Outros	73	0										
EDP Brasil	551	551	0%	+0	10	0	-	+10	319	319	0%	1
Renováveis	551	551										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	10	0%	0	19	-1	-	+20	145	147	-1%	-2
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Instrum. Cap. Próprio a Justo valor									186	185	-	1
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									217	22	-	+195
TOTAL	1,272	1,111	15%	161	13	-1	-	15	1,653	1,147	44%	506

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Mar-21	Mar-20	Δ %	Δ MW	1T21	1T20	Δ %	Δ Abs.	Mar-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	3,908	3,703	6%	205	36	60	-39%	-24	2,578	2,518	2%	+59
Ao nível da EDP Renováveis:	2,252	2,230	1%	22	32	42	-24%	-10	1,331	1,276	4%	55
P. Ibérica	601	589										
América do Norte	1,210	1,210										
Resto da Europa	279	269										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR	1,656	1,473	12%	183	4	18	-78%	-14	1,247	1,242	0%	5
EDP Brasil	1,872	1,734	8%	137	37	32	16%	5	888	943	-6%	-55
Ao nível da EDP Brasil:	598	598	0%	0	4	5	-13%	-1	172	178	-4%	-7
Hídrica	598	598										
Outros	0	0										
54,9% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1,274	1,137	12%	137	33	27	22%	6	716	765	-6%	-49
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	115	118	-3%	-3	6	-2	-	7	41	34	19%	7
TOTAL	5,894	5,556	6%	339	79	90	-12%	-11	3,506	3,496	0%	11

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Mar-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	3%	0
EDP Brasil	88	93	-5%	-5
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	826	873	-5%	-46
TOTAL	914	966	-5%	-51

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

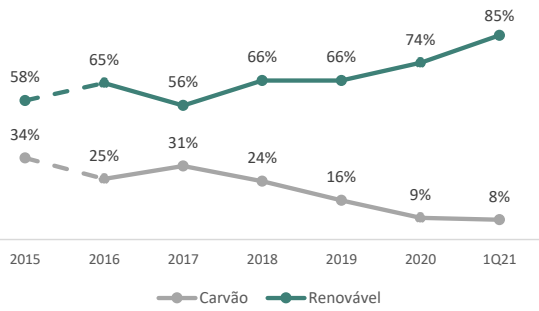
Desempenho de Sustentabilidade

Ambiente	1T21	1T20	Δ %
Geração renovável (%)	85%	79%	7%
Emissões			
Emissões esp. de âmbito 1 e 2 (gCO ₂ /kWh)	112	123	-9%
Emissões GEE de âmbito 1 (ktCO ₂ eq)	1,686	1,999	-16%
Emissões GEE de âmbito 2 (ktCO ₂ eq) (2)	169	240	-30%
Qualidade do Ar			
Emissões NOx (kt)	1.50	0.90	66%
Emissões SO ₂ (kt)	2.37	1.67	42%
Emissões de Partículas (kt)	0.40	0.23	75%
Gestão da Água			
Total de água doce captada (103m ³)	6,522	3,000	117%
Total de água doce consumida (103m ³)	6,335	2,919	117%
Gestão do Carvão & Resíduos			
Total de resíduos encaminhados para destino fi	50,823	40,925	24%
Eliminação total de resíduos de combustão de c	9,320	4,102	127%
Taxa média de valorização de resíduos (%)	83%	93%	-11%
Matérias ambientais (k€)			
Investimentos	13,564	7,698	76%
Gastos	36,541	49,600	-26%
Multas e Penalidades Ambientais	11	2	627%

Modelo de negócio & Inovação	1T21	1T20	Δ %
Mobilidade Sustentável			
Electrificação da frota ligeira (%)	12%	9%	30%
Pontos de carregamento eléctrico (#)	2,396	936	156%
Clientes c/ soluções de mob. eléctrica (# m)	30,700	13,477	128%
Novas oportunidades de negócio			
Contad. inteligentes na Pen. Ibérica (%)	80%	49%	63%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	8%	8%	4%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (k€)	73,955	54,032	37%
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	52%	56%	-8%
CAPEX em Renováveis (%)	67%	65%	3%
Receitas do Carvão (%)	4%	6%	-29%

Capital Humano	1T21	1T20	Δ %
Emprego			
Colaboradores (#)	12,063	11,563	4%
Colaboradores femininos (%)	26%	26%	0%
Índice de rotatividade ou turnover	4.0%	4.4%	-8%
Formação			
Total de horas (h)	67,064	52,094	29%
Colaboradores com formação (%)	77%	58%	33%
Investimento directo com formação (k€)	469	390	20%
Prevenção e Segurança			
Acidentes com dias perdidos EDP (3)	3	5	-40%
Acidentes c/ dias perdidos com Prest. de Serv. E	26	19	37%
Acidentes fatais de trabalho EDP	0	0	n.a.
Acidentes fatais de trabalho PSE	2	0	n.a.
Índice Frequência EDP	0.55	0.92	-40%
Índice Frequência PSE	1.60	1.58	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.

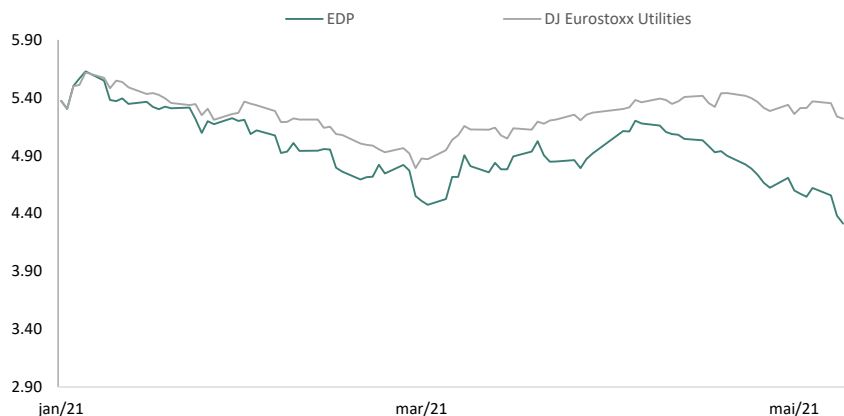
Para mais informações por favor visite o nosso ESG Performance Report



(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 ocorridos no local e tempo de trabalho ou em trajecto, com 1 ou mais dias de ausência e os acidentes fatais.

Desempenho da EDP em bolsa

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 04-Jan:** EDP assegura CAEs para dois projectos solares com 275 MW nos EUA
- 18-Jan:** EDP chega a acordo para aquisição de 85% de uma plataforma de solar distribuído nos EUA
- 25-Jan:** EDP fixa o preço para emissão de instrumentos de dívida green subordinada
- 27-Jan:** EDP assegura contratos de longo-prazo em 187 MW nos leilões de energia renovável em Espanha e Itália
- 12-Fev:** EDP entra no mercado da Hungria com um projecto solar de 50 MW
- 01-Mar:** EDP assegura CAE para projecto eólico com 204 MW nos EUA
- 02-Mar:** EDPR planeia aumento de capital sem direitos de preferência no montante de c.€1,5 mil Milhões
- 03-Mar:** Conclusão do ABB e aprovação do Cons. de Adm. da EDPR relativo à proposta de aumento de capital de c.€1,5 mM
- 16-Mar:** Standard & Poors sobre rating da EDP para "BBB" com outlook estável
- 22-Mar:** EDP assina acordo de Build and Transfer para projecto solar de 200 MWac nos EUA
- 09-Abr:** EDP anuncia transacção de Rotação de Activos de portfólio eólico de 405 MW nos EUA por um EV (100%) de \$0,7 MM
- 14-Abr:** Pagamento de Dividendos - Exercício 2020
- 16-Abr:** Conclusão do aumento de capital de c.€1,5 mil milhões da EDPR
- 26-Abr:** EDP assegura CAE para projecto eólico com 40 MW em Espanha
- 11-Mai:** Moody's revê outlook para positivo
- 12-Mai:** Fitch sobre rating da EDP para 'BBB' com outlook estável

EDP em bolsa	YTD ¹	52W 12/05/2021	2020
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	4.312	4.312	5.156
Máximo	5.66	5.66	5.324
Mínimo	4.312	3.7256	2.9262
Média	4.959	4.540	4.084

Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
Volume de negócios (€ Milhões)	3,408	8,971	10,529
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	37	35	41
Volume transaccionados (milhões de acções)	687	1,976	2,578
Volume médio diário (milhões de acções)	7.55	7.66	10.03

Dados Acções EDP (milhões)	1T21	1T20	Δ %
Total de acções (2)	3,965.7	3,656.5	8%
Acções próprias	19.6	21.4	-9%

Direcção de Relação com Investidores
Miguel Viana, Director
Filipa Ricciardi
Carolina Teixeira
Pedro Gonçalves Santos
Pedro Morais Castro

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

(1) 1-Jan-2020 até 12-Mai-2021. (2) Em Ago-20, a EDP concluiu o aumento de capital reservado a accionistas, com emissão de acções, alterando o número total de acções emitidas de 3.656.537.715 para 3.965.681.012.