



1S21

Resultados

Conteúdo

Destaques	2
Performance Financeira Consolidada	
Decomposição do EBITDA	3
Rubricas 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, 29 de Julho de 2021

Destaques

Dados-chave Operacionais	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	23.904	26.750	-11%	-2.846
Peso de Renováveis (1)	79%	74%	-	5p.p.
Produção (GWh)	29.941	31.992	-6%	-2.051
Peso de Renováveis (1)	81%	80%	-	0p.p.
Emissões específicas de âmbito 1 e 2 (gCO2/kWh)	131	111	18%	+20
Clientes fornecidos (mil contractos)	9.234	11.374	-19%	-2.140
Clientes ligados (mil contractos)	11.338	10.508	8%	+830

O resultado líquido reportado da EDP atingiu os €343M, um aumento de 9% em termos homólogos. Excluindo efeitos não recorrentes o **resultado líquido diminui 15% no 1S21 para €326M.** O desempenho do semestre foi marcado pela positiva integração da Viesgo em Espanha e crescimento de resultados das redes no Brasil, tendo sido penalizado pela subida dos custos de compra de energia no mercado Ibérico e por recursos eólicos abaixo da média nos EUA.

Nas energias renováveis, nos últimos 12 meses, a EDP instalou +2,1 GW de capacidade eólica e solar, expandindo a sua presença em novos mercados, reforçando a posição do Grupo como líder global em renováveis. No 1S21, **81% da produção de electricidade teve origem em energias renováveis,** sendo que a capacidade instalada de carvão diminuiu 37% em termos homólogos, acelerando o contributo para a descarbonização. O investimento bruto aumentou 29% para €1,6MM no 1S21, dos quais 95% alocados a energias renováveis e redes de electricidade, actividades alinhadas com a transição energética.

O EBITDA recorrente caiu 6% para €1.678M no 1S21. Excluindo variações cambiais, esta redução foi de apenas -1%.

O EBITDA recorrente do segmento de renováveis baixou 7% para €1.007M, impactado pela queda na atividade nos EUA, penalizada pela produção eólica abaixo da média e pela perda de c.€35M no mercado do ERCOT no Texas, associados aos efeitos do Vortex Polar que afectou a região central dos EUA em Fevereiro. As restrições COVID-19 do último ano e as condições climáticas adversas contribuíram para atrasos na construção de alguns projectos renováveis nos EUA com entrada prevista na primeira parte deste ano, os quais entraram em operação já no final do 1S21. O desempenho acima da média da produção hídrica no mercado Ibérico mitigou parte do impacto negativo.

Demonstração de Resultados (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.416	2.657	-9%	-242
OPEX	741	724	2%	+17
Outros custos operacionais (Liq.)	16	68	-77%	-52
Custos Operacionais	757	791	-4%	-35
Joint Ventures e Associadas (2)	33	5	560%	+28
EBITDA	1.692	1.871	-10%	-179
EBIT	966	1.052	-8%	-86
Resultados financeiros	(254)	(368)	31%	+113
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	214	197	9%	+18
Interesses não controláveis	154	173	-11%	-19
Resultado líquido (accionistas da EDP)	343	315	9%	+29

O EBITDA recorrente do segmento de redes de electricidade apresentou um forte crescimento de +33% para €587M, no primeiro semestre de integração da Viesgo. A electricidade distribuída nas 3 geografias em que estamos presentes aumentou +14% em termos homólogos, em particular devido a uma recuperação do sector industrial em todos os mercados. É também de destacar o forte crescimento das redes de electricidade no Brasil, apoiado não só pela recuperação do consumo de electricidade na distribuição (+10% em termos homólogos), mas também pela execução de investimentos de expansão na transmissão e actualização à inflação das receitas reguladas, que mais do que compensou a desvalorização de 17% do Real Brasileiro face ao período homólogo.

O segmento de comercialização e gestão de energia registou no 1S21 um EBITDA recorrente de €82M, -71%, penalizado pela forte subida dos preços de energia nos mercados grossistas, sobretudo no 2T21, que implicou um forte aumento dos custos de produção e compra de energia, assim como um impacto *mark-to-market* negativo nos contratos de cobertura de risco. De referir ainda que numa perspectiva de gestão integrada de risco, parte do desempenho negativo é compensado pelos resultados na geração Hídrica na Iberia bem como na comercialização. No segmento de comercialização, a EDP manteve estável o preço médio de venda de energia aos seus clientes, sendo que a taxa de penetração de novos serviços a clientes, continuou a evoluir de forma positiva, aumentando dos 25% no 1S20 para 30% no 1S21.

Dados-chave de Performance (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (4)	1.678	1.791	-6%	-113
Renováveis	1.007	1.082	-7%	-75
Redes	587	440	33%	+147
Clientes & Gestão de energia	82	287	-71%	-205
Outros	1	(19)	-	+20
Resultado líquido recorrente (4)	326	382	-15%	-56

A evolução homóloga dos **resultados financeiros** está significativamente impactada pelo custo extraordinário com recompra de dívida registada no 1T20 (€57M), bem como pela evolução positiva dos resultados cambiais e derivados financeiros (+€10M no 1S21 vs. -€16M no 1S20). Excluindo estes impactos, **os juros financeiros líquidos totalizaram €264M, uma queda de 10% face ao período homólogo, suportada pela ligeira redução (-20 bps) do custo médio de dívida para 3,1%.**

Em Junho, a dívida líquida totalizava €13,2 MM, impactada pela aceleração do investimento, sobretudo em renováveis e redes, no seguimento do plano estratégico apresentado no início do ano, assim como pelo aumento do investimento em fundo de maneio resultante da optimização da gestão de tesouraria num contexto de elevada liquidez financeira e baixas taxas de juro de curto prazo.

De referir também que o programa de rotação de activos já tem assegurado c.25% do objectivo de €8 MM previsto até 2025. No final de Junho ficou concluída a venda de um portefólio de activos (405MW) nos Estados Unidos por cerca de €0,5 MM e foi também recentemente anunciado um acordo de rotação de activos para um portefólio eólico de 221 MW na Europa por €0,5 MM.

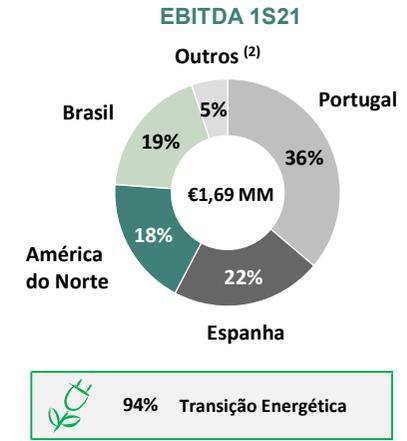
Dados-chave da Posição Financeira (€ Milhões)	Jun-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	13.185	12.243	8%	+943
Dívida líquida /EBITDA (x) (5)	3,9x	3,5x	11%	0,4x
FFO / Dívida Líquida	17%	19%	-10%	-2p.p.

Para o ano 2021, mantém-se a expectativa de atingir um EBITDA recorrente de €3,7 MM, um resultado líquido recorrente acima de €800M e dívida líquida entre € 11,0 MM a 11,5 MM, mantendo o foco na entrega de resultados e na execução do nosso plano estratégico 2021-2025.

(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).

Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	2T YoY	
													Δ %	Δ Abs.
Renováveis	1.007	1.163	-13%	-156	549	614	409	1.041	445	562	-	-	-13%	-156
Eólica & Solar	654	793	-18%	-139	340	453	280	581	269	385	-	-	-18%	-139
Hídrica - P. Ibérica	281	304	-8%	-23	177	127	97	363	137	144	-	-	-8%	-23
Hídrica - Brasil	72	66	9%	+6	32	34	31	96	40	33	-	-	9%	6
Redes de Electricidade	580	440	32%	+140	235	204	224	244	310	271	-	-	32%	141
P. Ibérica	412	317	30%	+95	160	157	167	154	214	197	-	-	30%	95
Brasil	168	123	37%	+45	76	47	57	90	95	73	-	-	37%	45
Clientes & Gestão de energia	103	287	-64%	-184	204	82	114	76	107	(4)	-	-	-64%	-184
P. Ibérica (2)	49	227	-78%	-178	168	59	89	29	77	(28)	-	-	-78%	-178
Brasil	54	60	-10%	-6	36	24	25	47	30	24	-	-	-10%	-6
Outros	1	(19)	-	+20	(9)	(10)	7	(35)	2	(1)	-	-	-	20
EBITDA consolidado	1.692	1.871	-10%	-179	980	891	754	1.325	864	828	-	-	-10%	-179
- Ajustamentos (1)	14	80	-82%	-	67	13	11	354	21	(7)	-	-	-82%	-
EBITDA Recorrente	1.678	1.791	-6%	-113	912	878	743	971	844	834	-	-	-6%	-113



O EBITDA no 1S21 ascendeu a €1.692M e o EBITDA recorrente ascendeu a €1.678M, um decréscimo de 6% face ao período homólogo (-€113M) vs. EBITDA recorrente de €1.791M no 1S20, o que exclui o impacto da alienação das barragens, CCGTs e comercialização B2C na P.Ibérica em Dez-20 (Contribuição EBITDA de €102M no 1S20). A evolução do EBITDA face ao 1S20 é principalmente impactada por resultados de Gestão de Energia mais fracos comparativamente a um 1S20 muito forte, agravados pelo forte aumento dos preços da energia no 1S21, factores de utilização médios mais baixos e polar vortex no 1T21 nos EUA, e o impacto desfavorável das taxas de câmbio (-€97M face ao 1S20), principalmente do Real Brasileiro que desvalorizou 17% face ao Euro. O EBITDA das Redes Reguladas de Electricidade mostrou um forte crescimento de 32%, 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 e também da recuperação da actividade económica com um aumento da transversal da electricidade distribuída de 14% face a 1S20 nas 3 geografias onde a EDP está presente.

Renováveis (60% do EBITDA, €1.007M no 1S21) – Excluindo o impacto da alienação das 6 barragens em Portugal concluída em Dez-20 (contribuição de €81M para o EBITDA no 1S20), o EBITDA decresceu 7% em termos homólogos (-€75M), reflectindo principalmente (i) o impacto negativo do evento climático extremo “Polar Vortex” nos EUA (-€35M), (ii) desconsolidação dos activos eólicos alienados em Dez-20 (contribuição de €57M para o EBITDA no 1S20), (iii) impacto cambial negativo (-€49M) e (iv) menores ganhos relacionados com a estratégia de rotação de activos (-€27M), o que mais que compensou (v) forte performance hídrica na P. Ibérica no 1S21, particularmente no 1T21.

Redes Reguladas de electricidade (34% do EBITDA, €580M no 1S21) - O EBITDA aumentou 32% vs. 1S20 (+€140M em termos homólogos), devido a: (i) contribuição da Viesgo (€86M), (ii) +€22M em Portugal, através de uma boa performance dos custos controláveis decorrentes da digitalização, (iii) +€45M no Brasil, incluindo um impacto negativo da desvalorização do câmbio (-€34M), em moeda local o EBITDA da distribuição beneficiou da recuperação da procura, da actualização anual das tarifas pela inflação e do ritmo favorável da execução do crescimento orgânico na transmissão.

Clientes e Gestão de Energia (6% do EBITDA, €103M no 1S21) – Excluindo a alienação da comercialização B2C e as CCGTs em Espanha concluída em Dez-20 (EBITDA €21M no 1S20) e o ganho não recorrente no 1T21 decorrente da alienação da nossa participação de 50% na CHC (€21M). O EBITDA recorrente diminuiu 71% face ao 1S20 para €82M devido à comparação desfavorável com um semestre com resultados de Gestão de Energia muito positivos, agravados pelo contexto desfavorável no 1S21, penalizado pelo forte aumento dos preços da energia nos mercados grossistas, particularmente no 2T21, o que implicou um aumento dos custos de produção e sourcing, bem como o mark-to-market nos contratos de hedging de energia, e também o encerramento da central a carvão de Sines em Dez-20 (€42M contribuição EBITDA recorrente em 1S20). Estes efeitos foram penas parcialmente mitigados pela melhoria do EBITDA nas (i) actividades de comercialização, que foram suportadas por uma recuperação do consumo B2B (+19% face a 1S20) e o aumento da taxa de penetração de serviços (30% vs. 25% no 1S20); e (ii) Geração térmica, suportada pelo aumento dos serviços de sistema em Espanha. De referir que parte desta performance negativa é mitigada por um impacto positivo na geração hídrica. **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 contratos de mais longo prazo.

(*) Ajustamentos: (i) +€80M no 1S20, incluindo a contribuição de 6 centrais hidroeléctricas em Portugal, CCGT Castejon e comercialização B2C em Espanha alienadas em Dez-20 (€102M) e custo relacionado com o encerramento antecipado das centrais a carvão na P. Ibérica (-€22M); (ii) +€14M 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 (+€21M) e custos de reestruturação dos RH em Espanha (-€7M)

(1) Ajustamentos de impactos extraordinários, supra referidos (*); (2) Incluí nomeadamente Polónia, Roménia, França, Bélgica, Itália.

Rubricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	2T YoY	
										Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.692	1.871	-10%	-179	891	754	1.325	864	828	-7%	-64
Provisões	4	51	-93%	-47	35	78	(17)	12	(9)	-	-44
Amortizações e imparidades exercício	722	768	-6%	-45	401	340	524	356	366	-9%	-35
EBIT	966	1.052	-8%	-86	455	336	818	496	470	3%	+15
Juros financeiros líquidos	(236)	(301)	22%	+65	(123)	(119)	(143)	(123)	(113)	8%	+10
Custos financeiros capitalizados	45	26	71%	+18	14	15	29	24	21	51%	+7
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(93)	(99)	6%	+6	(50)	(55)	(50)	(48)	(45)	11%	+5
Diferenças de câmbio e derivados	10	(16)	-	+26	(11)	(1)	(7)	18	(8)	33%	+4
Outros ganhos e perdas financeiros	19	22	-11%	-2	9	23	6	6	14	48%	+4
Resultados Financeiros	(254)	(368)	31%	+113	(162)	(137)	(166)	(123)	(131)	19%	+31
Resultados antes de Impostos	712	684	4%	+28	293	199	652	373	339	16%	+46
IRC e Impostos Diferidos	163	134	21%	+29	42	39	136	63	100	139%	+58
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>23%</i>	<i>20%</i>			<i>14%</i>	<i>20%</i>	<i>21%</i>	<i>17%</i>	<i>29%</i>		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	52	62	-17%	-11	(0)	3	-	51	0	-	+1
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	154	173	-11%	-19	83	49	138	79	75	-9%	-8
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	343	315	9%	+29	169	108	378	180	164	-3%	-5

O valor das provisões no 1S20 inclui €30M relativos à decisão de antecipação do encerramento das centrais a carvão ibéricas registada no 2T20.

As amortizações e imparidades diminuiram 6% face ao período homólogo, para €722M, principalmente suportado pela desconsolidação de activos em Espanha (€12M no 1S20), uma imparidade de €77M na central a carvão de Sines no 1S20 e impacto cambial (€27M face ao período homólogo). A amortização e os encargos do 1S21 reflectem ainda o impacto de novas adições de capacidade nos últimos 12 meses.

Os resultados financeiros líquidos ascenderam a - €254M no 1S21. De notar que os custos financeiros no 1S20 foram impactados negativamente por um custo não recorrente de €57M relacionado com a recompra de uma obrigação híbrida de €750M (cupão de 5,4%). Excluindo este evento não recorrente, **os juros financeiros líquidos melhoraram 3%** face ao período homólogo para - €236M no 1S21, devido a uma redução de 4% da dívida média no período e de 20 pontos base no custo médio da dívida para 3,1% (vs. 3,3% no 1S20). **As diferenças cambiais líquidas e derivados (+€26M vs. 1S20)** foram maioritariamente impactados pelo dólar americano e com derivados de BRL. As **despesas financeiras capitalizadas** aumentaram para €45M no 1S21, principalmente devido ao aumento do volume de trabalhos em curso na transmissão no Brasil e nas energias renováveis.

O imposto sobre o rendimento ascendeu a €163M, representando uma taxa de imposto efectiva de 23% no 1S21 vs 20% no 1S20, principalmente devido a mais-valias tributadas nos EUA.

Os interesses minoritários caíram 11% face ao período homólogo para €154M no 1S21, incluindo: (i) €77M relacionados com a EDPR (-36% no período), explicado principalmente pela diminuição do resultado líquido da EDPR; (ii) €66M relativos à EDP Brasil (+22% YoY) devido ao forte desempenho da EDP Brasil, apesar da desvalorização do Real Brasileiro (detalhes na página 27); e (iii) €14M na sequência da aquisição da Viesgo no final de 2020.

No geral, o resultado líquido atingiu €343M no 1S21 (+9% ou + €29M face ao período homólogo). Ajustado pelas alterações no perímetro de consolidação na Península Ibérica em 2020 (hídrica em Portugal e fornecimento de Castejon CCGT e B2C em Espanha) e por efeitos não recorrentes *, **o resultado líquido recorrente caiu 15% face ao período homólogo, para €326M no 1S21**, devido aos efeitos adversos do clima nas energias renováveis nos EUA e fraco desempenho da gestão de energia, que foram parcialmente mitigados pela integração da Viesgo e pelo forte desempenho de nossas operações hídricas e de abastecimento.

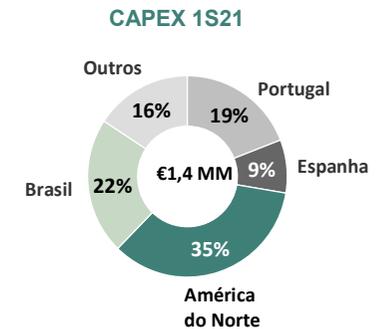
(* *Ajustamentos e itens não recorrentes ao nível do resultado líquido: (i) -€67M no 1S20, incluindo o ajustamento para a contribuição para o resultado líquido das 6 centrais hídricas em Portugal, da central CCGT de Castejon e do negócio de comercialização B2C, vendidos em Dez-20 (€+66M), o fecho antecipado da Central a carvão de Sines(-€89M) e custo não recorrente com a recompra de dívida (-€45M); (ii) +€17M no 1S21, incluindo o ganho líquido da alienação da 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)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Expansão	1.150	732	57%	+418
Renováveis	970	592	64%	+379
Redes de Electricidade	156	128	22%	+28
C&GE & Outros	24	13	-	+11
Manutenção	243	188	30%	+56
Renováveis	8	9	-13%	-1
Redes de Electricidade	175	130	34%	+45
C&GE & Outros	60	48	25%	+12
Investim. Operacional Consolidado	1.393	920	51%	+473

	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
Expansão	341	391	716	953	464	686	-	-
Renováveis	271	320	639	871	381	589	-	-
Redes de Electricidade	65	63	71	91	74	80	-	-
C&GE & Outros	5	8	7	(10)	9	17	-	-
Manutenção	84	103	116	205	111	132	-	-
Renováveis	5	4	7	18	3	5	-	-
Redes de Electricidade	57	75	80	121	75	100	-	-
C&GE & Outros	23	24	29	65	34	27	-	-
Investim. Operacional Consolidado	425	494	832	1.157	576	817	-	-

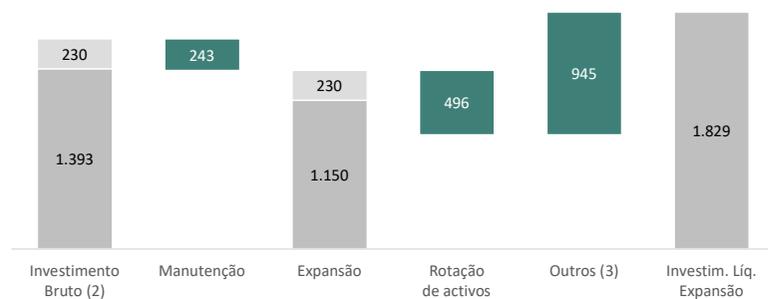


94% do Investimento na Transição Energética

Actividade Líquida Expansão (€ M)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	1.150	732	57%	+418
Investim. Financeiro	230	334	-31%	-105
Encaixe de Rotação de activos	(496)	(477)	-4%	-19
Encaixe Parcerias Institucionais	(0)	(132)	100%	+132
Aquisições e alienações	(40)	(7)	-505%	-34
Outros (1)	986	347	184%	+639
Investimento Líq. de Expansão	1.829	798	129%	+1.030

Actividade de Investimento 1S21

(€ milhões)



O investimento bruto, incluindo o investimento consolidado e investimentos financeiros, aumentou 29% para €1,6MM no 1S21, dos quais 95% alocados a actividades alinhadas com a transição energética.

O investimento consolidado cresceu 51% para €1,4 MM no 1S21, 94% dos quais dedicados aos segmentos de Renováveis e de Redes de Electricidade. O investimento em expansão da EDP aumentou 57% para €1,1 MM, representando 83% do investimento total consolidado.

Os investimentos financeiros no 1S21 (€230M) foram focados no segmento renovável, nomeadamente em (i) projectos eólicos *onshore* (€96M); (ii) projectos eólicos *offshore* relacionados com a nossa participação de 50% na Ocean Winds (€79M) e (iii) projectos de produção solar descentralizada (€52M).

O investimento operacional de manutenção no 1S21 (€243M) centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas (72% do total), nomeadamente em Espanha com uma contribuição significativa da integração da Viesgo e, em Portugal, onde iniciativas relacionadas com digitalização continuam, com 5,3M pontos de abastecimentos com contadores inteligentes (aumento de 38% face ao período homólogo).

O investimento em expansão (incluindo investimentos financeiros) no 1S21 cresceu 29% para to €1,4MM, concentrando-se nas renováveis em termos globais (~86%):

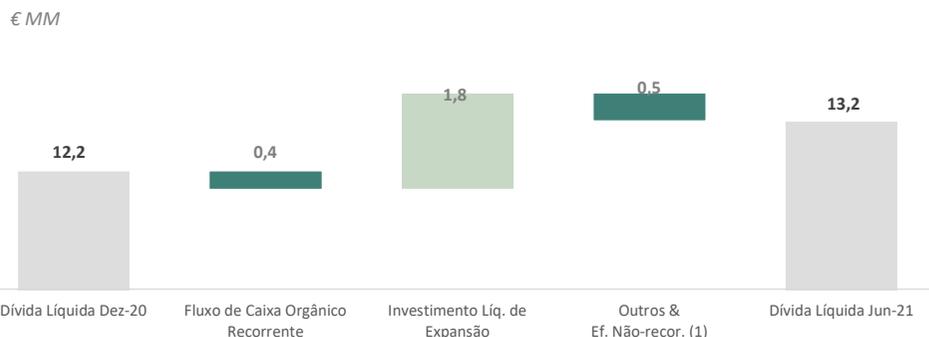
1) €1,2 MM de investimento dedicado a nova capacidade renovável (+29% face ao período homólogo), distribuído entre a América do Norte (47%), Europa (41%) e América Latina e outros (12%). (detalhes na página 10).

2) €156M de investimento em redes no Brasil (+22% em termos homólogos, apesar da desvalorização do significativo do Real durante o período). Em moeda local, o *capex* referente à transmissão aumentou 48% enquanto que o *capex* em distribuição aumentou 44% 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.

Em conclusão, o investimento líquido de expansão aumentou expressivamente para €1,8 MM no 1S21 (+0,8 MM face ao período homólogo), reflectindo (i) a aceleração do nível actividade de construção (+€0,3MM, face ao período homólogo); (ii) menores encaixes relativos às parcerias de *Tax Equity*; (iii) antecipação do pagamento a fornecedores de imobilizado (+€0,6MM 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".

Evolução da Dívida Líquida em 1S21



O fluxo de caixa orgânico recorrente decresceu 62% em termos homólogos, para €0,4 MM no 1S21, penalizado por: (i) fundo de maneo temporário na venda antecipada do défice tarifário de 2020 (+€0,3 MM) durante o 1S20; (ii) um aumento de €0,4 MM no investimento de fundo de maneo, relacionado com uma antecipação proactiva de pagamentos a fornecedores e outros credores devido à COVID-19, de forma a otimizar a gestão de caixa num contexto de elevada liquidez financeira e taxas de juro de curto prazo baixas / negativas. Excluindo este efeito, o fluxo de caixa orgânico recorrente teria decrescido 19% em termos homólogos impulsionado pelas (i) as condições climáticas adversas em renováveis na América do Norte durante o 1T21 e (ii) menor EBITDA recorrente, devido a um desempenho de gestão de energia mais fraco no 1S21 vs. os fortes resultados do 1S20. O cash flow orgânico recorrente traduz os fluxos caixa gerados e disponíveis para cumprir a estratégia fundamental da EDP de crescimento sustentável, redução da dívida e remuneração de accionistas.

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

O investimento líquido de expansão totalizou €1,8 MM no 1S21, impacto por (i) aceleração da actividade de construção justificando um investimento de expansão de €1,4 MM no 1S21 (incluindo investimentos financeiros) dedicado à construção de capacidade renovável e transmissão no Brasil (detalhes página 5); (ii) €0,5 MM receitas da rotação de activos nos EUA, concluída durante o 2T21; (iii) a antecipação do pagamento a fornecedores de imobilizado de €0,9 MM no 1S21 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 €392M no 1S21, principalmente em Portugal, visto que não houve vendas de défice tarifário durante o 1S21. Contudo, foi anunciada a venda de défice tarifário de €0,5 MM em Portugal (detalhe na página 7).

As variações cambiais resultaram num aumento de €168M na dívida financeira líquida no 1S21, justificado pela apreciação do Dólar Americano e do Real Brasileiro (+3% e 8%, face ao Euro desde o início do ano, respectivamente).

A rubrica **Outros** inclui €1,5 MM de proveitos do aumento de capital da EDPR concluído em Abril-21 e +€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 1S21, para €13,2 MM a Jun-21.

Em Julho 2021, a EDPR concluiu com sucesso uma transacção *Tax Equity* no valor de €0,6 MM.

Mapa de Fluxos de Caixa (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (2)	876	1.345	-35%	-468
EBITDA recorrente	1.678	1.791	-6%	-113
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(802)	(446)	-80%	-356
Investimento Operacional em Manutenção (3)	(243)	(244)	1%	+1
Juros financeiros líquidos pagos	(191)	(218)	12%	+26
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(37)	(18)	-110%	-19
Outros	(52)	61	-	-113
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	354	926	-62%	-573
Expansão	(1.829)	(798)	-129%	-1.030
Variação de Activos Regulatórios	(392)	(281)	-39%	-110
Dividendos pagos a Accionistas EDP	(750)	(691)	-8%	-59
Variações Cambiais	(168)	340	-	-509
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	1.842	248	642%	+1.594
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(943)	(256)	-268%	-687

Taxa de câmbio - Final de período	Jun-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD	1,19	1,23	3%	+0,04
BRL/EUR	5,91	6,37	8%	+0,47

(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)	Jun vs. Dez		
	Jun-21	Dez-20	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.423	20.163	+260
Activos sob direito de uso	1.045	1.030	+14
Activos intangíveis	4.799	4.998	-199
Goodwill	2.378	2.306	+72
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	2.058	1.147	+910
Impostos, correntes e diferidos	1.698	1.806	-107
Inventário	373	324	+49
Outros activos, líquido	9.785	8.186	+1.599
Depósitos colaterais	39	32	+7
Caixa e equivalentes de caixa	1.531	2.954	-1.423
Total do Activo	44.129	42.947	+1.183

O montante total de **activos fixos tangíveis e intangíveis** a Jun-21 estava estável em €25,2 MM principalmente devido a adições desde o princípio do ano (+€1,1 MM), a aquisição da C2, uma plataforma de solar distribuído nos EUA (€0,2 MM), activos Colombianos (€0,2MM) e impacto cambial positivo (+€0,4 MM, devido à apreciação do USD e BRL vs. Euro). Estes movimentos foram compensados pela depreciação do período, a transferência de um portefólio de activos eólicos para “activos detidos para venda” (€0,4 MM) como parte da rotação de activos nos UE anunciada em Julho 2021. Em Jun-21 encontravam-se em progresso projectos que totalizavam €3,3 MM (13% do total de activos tangíveis e intangíveis consolidados), dos quais 87% respectivos à EDPR.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquida de passivos** (Incl. Instrumentos de Capital Próprio a Justo Valor) era €1,9 MM a Jun-21, influenciado principalmente por: (i) transferência de activos para “activos detidos para venda”; (ii) um aumento de capital da Ocean Winds (€0,3 MM); (iii) a venda de uma posição de 68% e perda de controlo de um portefólio de renováveis nos EUA. Os investimentos financeiros totalizavam €1,4 MM: 63% EDPR, 27% EDP Brasil, e 10% na P. Ibérica (Ex-Wind) (detalhes página 27).

Os impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos decresceram €0,3 MM vs. Dez-20, para €0,2 MM a Jun-21.

Os capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP cresceram €0,2 MM, para €9,8 MM a Jun-21, reflectindo, o resultado líquido reportado de €0,3 MM no 1S21. **Os interesses não controláveis** aumentaram em €1,0 MM contra Dez-21 no seguimento do aumento de capital concluído em abril pela EDPR.

O passivo relativo a parcerias institucionais diminuiu €0,3 MM vs Dez-20 atingindo €0,9 MM, reflectindo principalmente a venda de uma posição de 68% e consequente perda de controlo de um portefólio renovável no Norte da América.

As **Provisões** baixaram €0,1 MM vs. Dez-20, atingindo €1,2 MM antes de impostos. Esta rubrica inclui, entre outros, provisões para desmantelamento (€568M), das quais €310M são relacionadas com parques eólicos.

O montante total líquido de **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizou **€0,5 MM a Jun-21** (€0,7MM antes de impostos). A subida de €0,3 MM durante 1S21 é justificada principalmente pela não venda do défice tarifário executado em 1S21. O défice total do sistema eléctrico em Portugal desceu €0,3 MM (vs. Dez-20) para €3,2 MM a Jun-21.

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,5 MM face a Dez-20, devido ao incremento dos passivos detidos para venda relacionados com a rotação de activos na Europa, anunciado a Jul-21.

Capital Próprio (€ Milhões)	Jun-21	Dez-20	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.812	9.583	+229
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	4.535	3.496	+1.039
Total do Capital Próprio	14.347	13.078	+1.268

Passivo (€ Milhões)	Jun-21	Dez-20	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.131	16.287	-156
<i>Médio e longo prazo</i>	13.743	14.024	-281
<i>Curto prazo</i>	2.388	2.263	+125
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.238	1.342	-104
Passivo com invest. institucionais nos EUA	851	1.134	-283
Provisões	1.157	1.253	-96
Impostos, correntes e diferidos	1.484	1.336	+148
Proveitos diferidos de invest. institucionais	738	799	-61
Outros passivos, líquido	8.184	7.717	+467
IFRS16	1.077	1.056	+22
Total do Passivo	29.783	29.868	-86

Total do Capital Próprio e Passivo	44.129	42.947	+1.183
------------------------------------	--------	--------	--------

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Jun-21	Dez-20	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.238	1.342	-104
Pensões	570	630	-59
Actos médicos e outros	667	713	-45
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-331	-377	+45
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	907	966	-59

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Jun-21	Dez-20	Δ Abs.
Activos Regulatórios e Ajustamento "Fair value" (+)	726	382	+344
Portugal	772	442	+330
Brasil(1)	-46	-61	+14
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-243	-139	-104
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	483	242	+240

(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.

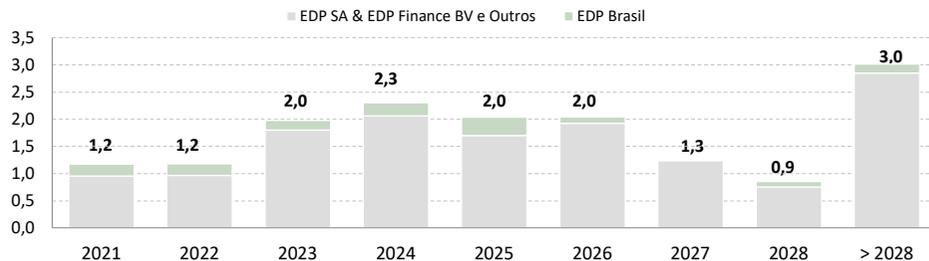
Dívida Financeira Líquida

Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Jun-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	15.833	15.873	0%	-41
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	12.366	12.654	-2%	-287
EDP Renováveis	792	668	19%	+124
EDP Brasil	1.587	1.381	15%	+206
EDP Espanha	1.087	1.171	-7%	-84
Juros da dívida a liquidar	169	256	-34%	-87
"Fair Value"(cobertura dívida)	130	157	-18%	-28
Derivados associados com dívida (2)	(59)	(94)	37%	+35
Depósitos colaterais associados com dívida	(39)	(32)	-23%	-7
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(1.263)	(893)	-41%	-370
Dívida Financeira	14.770	15.268	-3%	-498
Caixa e Equivalentes	1.531	2.954	-48%	-1.423
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	453	1.997	-77%	-1.545
EDP Renováveis	815	474	72%	+341
EDP Brasil	260	429	-39%	-169
EDP Espanha	3	53	-94%	-50
Activos financ. ao justo valor atrav. Resultados e outros	53	71	-25%	-17
Dívida líquida do Grupo EDP	13.185	12.243	8%	+943

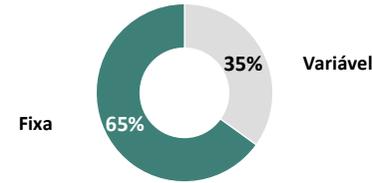
Linhas de Crédito (€ Milhões) a Jun-21 (1)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-21
Linha Crédito "Revolving"	3.300	24	3.300	Oct-24
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	2.240	Mar-25
Linhas Crédito Domésticas	256	9	256	Renovável
Total Linhas Crédito	5.871		5.871	

Credit Ratings EDP SA & EDP Finance BV			Jun-21	Dez-20
S&P	Moody's	Fitch		
BBB/Stable/A-2	Baa3/Positive/P3	BBB/Stable/F2		
Ratings da Dívida				
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (4)			3,9x	3,5x
FFO / Dívida Líquida			17%	19%

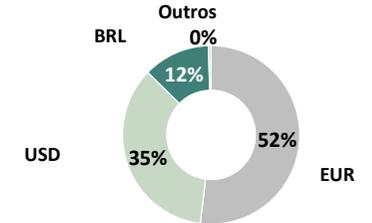
Linhas de Crédito (€ Milhões) a Jun-21 (1)



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



Dívida por tipo de moeda a Jun-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 (87%), 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 37% do total das obrigações emitidas e 33% do total da dívida financeira.**

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 endividamento 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 aos principais vencimentos de dívida de 2021 e reembolsos antecipados em 2021:

- Vencimento do título de €533 milhões em dívida, com cupão de 4,13% (Jan-21).
- Vencimento do título de \$750 milhões em circulação, com cupão de 5,25% (Jan-21).

Em relação a 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).

Operações Subsequentes:

- Recompra de €144 milhões de obrigações referentes a 2022, com cupão de 2,63% (Jul-21).
- Recompra de €111 milhões de obrigações referentes a 2023, com cupão de 2,38% (Jul-21).
- Recompra de €138 milhões de obrigações referentes a 2023, com cupão de 1,88% (Jul-21).
- Recompra de €256 milhões de obrigações referentes a 2024, com cupão de 1,13% (Jul-21).

O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €7,5 MM a Jun-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.

(1) Valor Nominal, incl. 100% das obrig. híbridas; (2) Fair-value de derivados relacionados com a cobertura de dívida, incluindo juros corridos; (3) Após derivados cambiais; (4) 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)

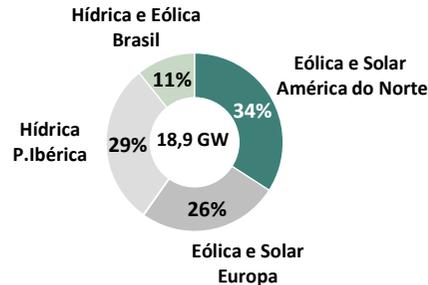


Segmentos de Negócio

Renováveis: Base de activos e Actividade de investimento

Capacidade Instalada (MW)	Jun-21	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Entradas	Saídas	
EBITDA MW	18.870	+243	-804	+1.995	-2.799	+2.616
Eólica e Solar	11.743	+243	+855	+1.970	-1.116	+2.616
EUA	5.898	70	-16	+863	-878	+671
Canadá	130	+62	+100	+100	-	-
México	400	-	+200	+200	-	+96
América do Norte	6.428	+132	+284	+1.162	-878	+767
Espanha	2.137	-0	+163	+400	-237	+101
Portugal	1.238	+10	+74	+74	-	+125
França & Bélgica	165	+30	+99	+99	-	+26
Polónia	476	-	+58	+58	-	+371
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	314	+44	+44	+44	-	+229
Grécia	-	-	-	-	-	+59
Europa	4.852	+83	+437	+675	-237	+911
Brasil	436	-	+105	+105	-	+939
APAC	28	+28	+28	+28	-	-
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	1.392	+173	+291	+89	+202	+347
Eólica onshore & Solar	787	+130	+237	+35	+202	-
EUA	601	+130	+202	-	+202	-
P.Ibérica	187	-	+35	+35	-	-
Eólica offshore	53	+43	+53	+53	-	+269
Hídrica	551	+0	+0	+0	-	+78
Latam	551	+0	+0	+0	-	+78
Total	20.262	+417	-513	+2.084	-2.596	+2.963

Capacidade Instalada a Jun-21 (EBITDA MW)



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 Jun-21 é de **20,3 GW**, incluindo 1,4 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 **+2,1 GW** de capacidade bruta eólica e solar, que incluem (i) na eólica *onshore*, os parques Rejo del Sol (209 MW), Harvest Ridge (200 MW), Wildcat Creek (180 MW) e Crossing Trails (104 MW) nos EUA, Nation Rise no Canadá (100 MW), 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), os activos de solar distribuído nos EUA provenientes da aquisição da C2 Omega (69 MW) e o projecto Trung Son que marca a nossa entrada no Vietnam (28 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 1S20 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, e (iv) 68% da posição accionista num portefólio de **405 MW nos EUA** a Jun-21, sendo a posição remanescente contabilizada através do método de equivalência patrimonial (130 MW).

A Jun-21, a nossa capacidade eólica e solar em construção totalizava **2,9 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) e Riverstart (200 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 €1,7 MM, impulsionado por (i) o aumento de 29% vs. 1S20 no investimento de expansão (incluindo investimentos financeiros), para €1,2 MM no 1S21, com a América do Norte a representar ~47% e a Europa ~41%; (ii) a inexistência de encaixes de TEIs nos EUA neste semestre; (iii) a optimização do fundo de maneo através da antecipação do pagamento de faturas a fornecedores de imobilizado.

Vida média e Vida residual dos activos

(Anos)

Hídrica P. Ibérica	34,9	30,6
Hídrica Brasil	20,3	12,4
Eólico & Solar APAC	0,1	29,9
Eólico & Solar Brasil	4,6	25,4
Eólico & Solar Europa	10,6	19,4
Eólico & Solar América Norte	7,7	22,3

Actividade de expansão (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	970	592	64%	+379
América do Norte	484	377	28%	+107
Europa	349	173	102%	+176
Brasil & Outros	137	41	231%	+96
Investimentos Financeiros	211	334	-37%	-123
Encaixe Rotação de Activos	-496	-477	-4%	-19
Encaixe de Parcerias institucionais	-0	-132	100%	+132
Aquisições/(Alienações)	-	1	-	-1
Outros (1)	982	317	210%	+665

Actividade de Expansão	1.667	635	163%	1.033
-------------------------------	--------------	------------	-------------	--------------

Investimento de manutenção (€ M)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	8	9	-15%	-1
Brasil	0	0	18%	+0
Investimento de manutenção	8	9	-13%	-1

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

Renováveis: Performance Financeira

Demonst. de Resultados (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.138	1.261	-10%	-122
OPEX	280	266	5%	+14
Outros custos operac. (líq.)	-162	-172	-6%	+10
Custos Operacionais Líq.	118	94	26%	+24
Joint Ventures e Associadas	-13	-3	-293%	-10
EBITDA	1.007	1.163	-13%	-156
Amortizações, impar.; Provisões	379	379	0%	-0
EBIT	628	784	-20%	-156

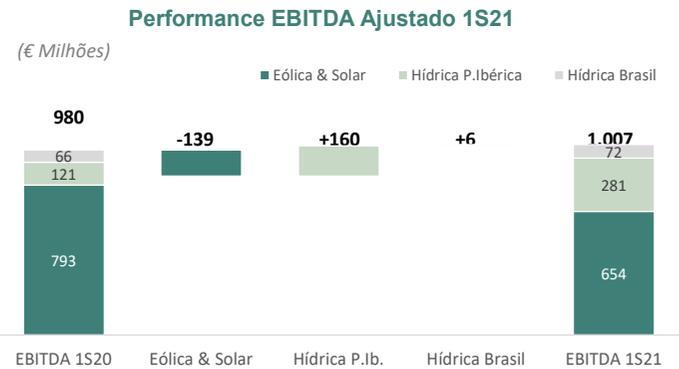
Joint Ventures e Associadas (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	-12	-5	-	-7
Hídrica no Brasil	-1	1	-	-3
Joint Ventures e Associadas	-13	-3	-	-10

EBITDA (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	654	793	-18%	-139
América do Norte	312	333	-6%	-21
Europa	339	455	-26%	-116
Brasil & Outros	4	6	-37%	-2
Hídrica	353	370	-5%	-17
P.Ibérica	281	304	-8%	-23
Brasil	72	66	9%	+6
EBITDA	1.007	1.163	-13%	-156

Eólica e Solar - Principais indicadores	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Recurso eólico vs. Média LP (P50)	-5%	-6%	20%	1 p.p.
Produção (GWh)	15.338	14.664	5%	+674
Preço Médio de venda (€/MWh)	51	55	-7%	-4

Hídrica - Principais Indicadores	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Recursos hídricos vs. Média LP	11%	-4%	-	15 p.p.
GSF (1)	99%	97%	2%	2 p.p.

Taxa de Câmbio - Média no Período	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
USD/EUR	1,21	1,10	-9%	+0,10
BRL/EUR	6,49	5,40	-17%	+1,09



No 1S21, o EBITDA atingiu o valor de €1.007M (-13% em termos homólogos), no seguimento da venda de 6 centrais hídricas em Portugal concluída em Dez-20 (contribuição para o EBITDA 1S20 de €81M). Ajustado para esta alteração do perímetro de consolidação, o EBITDA teria decrescido 7%, impactado essencialmente por (i) o impacto negativo do evento do Polar Vortex nos EUA (c. -€35M), (ii) a desconsolidação dos activos eólicos vendidos em Dez-20 (contribuição para o EBITDA 1S20 de €57M), o (iii) impacto cambial adverso (-€49M) e (iv) menos ganhos relacionados com a estratégia de rotação de activos (-€27m YoY), 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, particularmente no 1T.

Ajustado pela venda das hídricas na P.Ibérica, o EBITDA da hídrica aumentou 22% em termos homólogos para €353M (+€64M). Na P.Ibérica, o EBITDA aumentou €58M vs. 1S20, impulsionado pela forte recuperação dos recursos hídricos na P. Ibérica no 1S21 (+15p.p para 11% acima da média histórica em Portugal), que mais do que compensou o impacto negativo dos preços de venda incluindo coberturas mais baixas. O EBITDA também foi positivamente impactado pela reversão de um encargo fiscal em Espanha (+€47m) A Jun-21, as reservas hídricas em Portugal situaram-se em 71%, 4p.p. acima da média histórica. No Brasil, apesar da crise hídrica, o EBITDA aumentou €6M em termos homólogos, devido à gestão do portefólio de modo integrado e do bom desempenho da estratégia de alocação, com maior volume de energia alocada para a segunda metade do ano, compensando a desvalorização do Real Brasileiro de 17% em termos homólogos (-€15M).

O EBITDA eólico e solar diminuiu para €654M no 1S21 (-18% vs. 1S20), devido a:

(i) impacto negativo do Polar Vortex 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 (€57M EBITDA no 1S20), incluindo 237 MW em Espanha e 80% num portefólio de 563 MW nos EUA, ambos concluídos em Dez-20; (iii) impacto cambial adverso (-€35M); (iv) aumento de 5% em termos homólogos dos volumes de electricidade, apesar do aumento de 9% da capacidade instalada média, penalizado pelos recursos eólicos fracos e pelas restrições operacionais anormais nos EUA relacionadas com o evento do Polar Vortex, acima mencionadas; (v) menor preço médio de venda (-7% vs. 1T20), devido a (i) preço mais competitivo dos novos CAEs contratados, com o aumento da eficiência dos projectos, (ii) perda relacionada com o Polar Vortex nos EUA e (iii) ganhos relacionados com a estratégia de rotação de activos mais baixos (-€27M YoY).

O desempenho dos custos operacionais (OPEX) em energias renováveis aumentou 5%, 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, ficou relativamente estável face a 1S21 dada a nossa estratégia de O&M e controlo de custos.

Os Outros custos operacionais (líquidos) foram impactados negativamente devido à expansão do portefólio, decréscimo dos créditos fiscais à produção (PTC) com a rotação de activos concluída em Dez-20 e menores resultados associados à nossa estratégia de rotação de activos (-€27M face a 1S20): No 1S21, €118M relacionados com a venda de 68% de um portefólio de 405 MW nos EUA e preços contingentes relativos a um parque eólico offshore na França vs. €145M no 1S20 derivados da criação da JV com a Engie. Estes efeitos foram compensados por uma diminuição do clawback em Portugal na proporção dos activos vendidos e reversão de um encargo fiscal em Espanha relacionado com a produção hídrica, relativo aos anos de 2013-14.

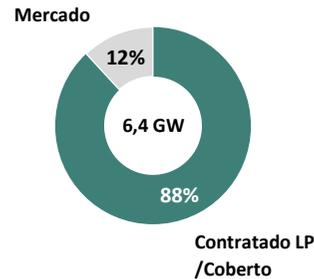
(1) GSF Ponderado.

Renováveis na América do Norte

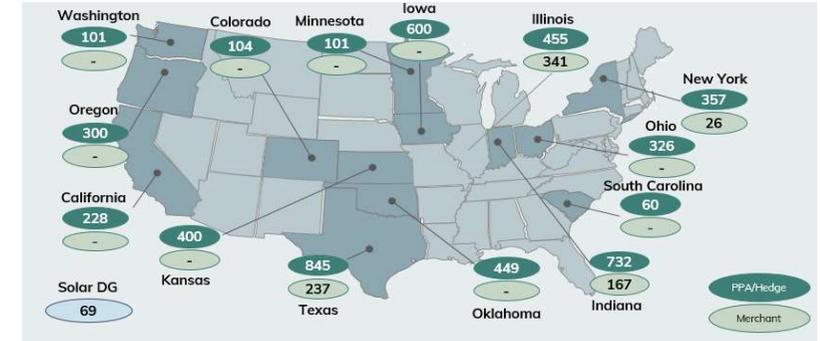
Dados operacionais	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	6.428	6.143	5%	+284
EUA CAE/Hedge	5.127	5.129	0%	-2
EUA Mercado	771	784	-2%	-13
Canadá	130	30	333%	+100
México	400	200	100%	+200
Capacidade Instalada com PTCs	2.370	2.546	-7%	-176
Recursos eólicos vs. Média LP	-6%	-5%	-21%	-1 p.p.
Factor médio de utilização (%)	34%	36%	-6%	-2 p.p.
EUA	33%	36%	-6%	-2 p.p.
Canadá	30%	32%	-5%	-2 p.p.
México	47%	44%	8%	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	9.079	9.213	-1%	-135
EUA	8.474	8.792	-4%	-318
Canadá	106	41	156%	+64
México	498	380	31%	+118
Preço médio de venda (USD/MWh)	43	45	-3%	-2
EUA	42	43	-3%	-1
Canadá (\$CAD/MWh)	73	148	-51%	-75
México	68	66	2%	+2
Capacidade instalada (MW Equity)	601	398	51%	+202
Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)	7.028	6.542	7%	+487

Dados Financeiros (USD Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	463	524	-12%	-61
Margem Bruta	359	409	-12%	-50
Receitas PTC & Outras	104	115	-10%	-11
Joint Ventures e Associadas	-1	0	-	-1
EBITDA	402	367	10%	+35
EBIT	216	179	20%	+37

Capacidade instalada 1S21 (EBITDA MW)



USA: EBITDA MW por mercado - Jun-21



Na América do Norte, a **capacidade instalada** (6,4 GW EBITDA) é **94% eólica** e **6% solar PV** (359 MW). Adicionalmente, detemos participações minoritárias em outros projectos eólicos e solares, equivalentes a 601 MW.

No seguimento da estratégia de crescimento da EDP através de contratos de energia a longo prazo, a adição de 1,2 GW ao portefólio nos últimos 12 meses consiste em CAEs. No 1S21, **~90% da capacidade instalada está ao abrigo de contratos de longo prazo (CAEs/Hedge)**.

A **produção eléctrica decresceu 1%** face ao período homólogo, apesar do aumento de 5% 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 Polar Vortex nos EUA, em Fevereiro. O **preço médio de venda** caiu 3% para USD 43/MWh, penalizado no 1T21 pelas perdas nos mercados de energia, maioritariamente no mercado de electricidade do ERCOT no Texas, no seguimento de novos CAEs mais competitivos devido ao aumento da eficiência dos projectos e variação cambial desfavorável.

A **margem bruta decresceu para USD 359M** no 1S21 (-12% vs. 1S20), 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 Polar Vortex nos EUA (c. USD 40M). **Os créditos fiscais à produção (PTC) e Outros** diminuíram para USD 104M (-10% vs. 1S20), com os novos PTCs contraídos a serem mais do que mitigados pelo impacto nesta rúbrica da transacção de rotação de activos de Dez-20.

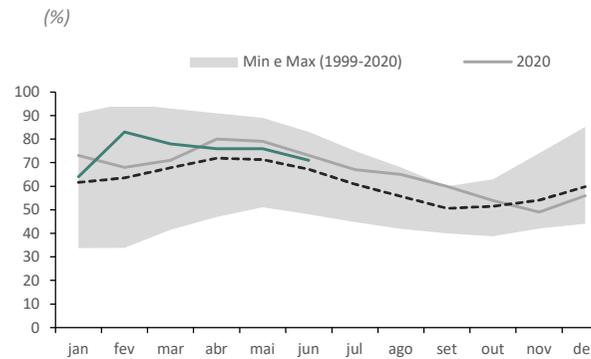
O EBITDA na América do Norte aumentou 10% para USD 402M no 1S21, suportado pelo ganho de USD 135M registados com a estratégia de rotação de activos nos EUA, que foi mitigado pela trajectória da margem bruta e pelos maiores custos necessários para a aceleração do nosso crescimento.

- 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.

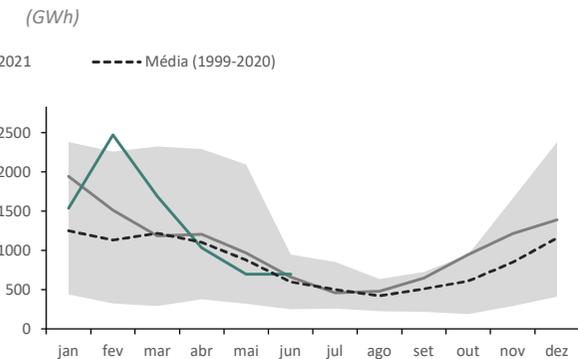
Renováveis na P. Ibérica

Dados operacionais	1S21	1S20	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)	-6%	-14%	-	8 p.p.
Hídricos em Portugal (3)	11%	-4%	-	15 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	28%	24%	16%	4 p.p.
Portugal	28%	25%	11%	3 p.p.
Hídrica	26%	25%	1%	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	10.257	11.311	-9%	-1.054
Eólica & Solar	4.096	3.364	22%	+732
Espanha	2.613	2.102	24%	+511
Portugal	1.483	1.262	18%	+221
Hídrica	6.161	7.947	-22%	-1.786
Produção líquida (4)	5.325	7.094	-25%	-1.769
Bombagem	836	853	-2%	-17
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	68	83	-18%	-15
Portugal	88	89	-1%	-1
Hídrica (2)	63	35	79%	+28
Capacidade instalada (MW Equity)	198	152	30%	+46
Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)	9.101	10.476	-13%	-1.375
Dados Financeiros (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	603	670	-10%	-67
Eólica & Solar (1)	312	290	8%	+22
Espanha	181	176	2%	+4
Portugal	132	114	16%	+18
Hídrica	290	380	-24%	-90
Joint Ventures e Associadas	2	1	-	+1
EBITDA	508	516	-1%	-8
Eólica & Solar (1)	227	212	7%	+16
Hídrica	281	304	-8%	-23
EBIT	347	366	-5%	-19
Eólica & Solar (1)	140	134	5%	+6
Hídrica	207	232	-11%	-25

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 eólicos 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 22% em termos homólogos para 4,1 TWh, devido ao crescimento do portefólio (+0,2 GW) e à melhoria de 8p.p. vs. 1S20 dos recursos eólicos, para 6% abaixo da média histórica em Portugal. O preço médio de venda caiu 18% vs. 1S20 em Espanha, devido ao peso significativo das receitas fixas por MW, juntamente com o forte aumento dos factores de disponibilidade em Espanha, particularmente no 1T21. Desta forma, a margem bruta eólica e solar atingiu o valor de €312M (+8% em termos homólogos).

A margem bruta da actividade hídrica totalizou €290M, representando um aumento de 2% em termos homólogos se ajustado para a alteração do perímetro de consolidação. Apesar de um 2T21 mais fraco, este desempenho no 1S21 reflecte uma melhoria significativa dos recursos hídricos no 1T21 em que os recursos hídricos ficaram 28% acima da média histórica em Portugal (vs. 9% abaixo em 1S20). Consequentemente a produção hídrica (líquida) aumentou 10% vs. 1S20 (ajustado para a alteração do perímetro de consolidação), o que compensou a ligeira redução do preço médio de venda da hídrica incluindo coberturas (-2% vs. 1S20).

A actividade de bombagem foi mais intensa no 1S21, apresentando um aumento de 7% no volume vs. 1S20 (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 71%, 4p.p. acima da média histórica no fim de Jun-21.

Excluindo a contribuição das 6 centrais hídricas em Portugal (€81M), o EBITDA aumentou 17% vs. 1S20 para €508M no 1S21, suportado pela trajectória da margem bruta. Além disso, os impostos sobre a geração em Espanha e o clawback em Portugal ascenderam a €24M no 1S21, um decréscimo de €15M face a 1S20, sobretudo devido à parte referente aos activos hídricos vendidos, e a reversão de um imposto sobre a produção hidroeléctrica em Espanha, no seguimento de uma recente decisão judicial que clarifica a isenção desta taxa das centrais localizadas numa única região autónoma, no caso da EDP, as nossas centrais no rio Nálón nas Astúrias (€47M).



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);
- Portefólio ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, a 15 anos (ou primeiros 33 GWh/MW) + 7 anos (extensão em sistema cap/floor).

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

Renováveis no Resto da Europa

Dados operacionais	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	1.476	1.276	16%	+201
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	476	418	14%	+58
Itália	314	271	16%	+44
França & Bélgica	165	66	150%	+99
Factor médio de utilização (%)	26%	31%	-14%	-4 p.p.
Roménia	26%	29%	-10%	-3 p.p.
Polónia	26%	34%	-24%	-8 p.p.
Itália	28%	28%	-3%	-1 p.p.
França & Bélgica	27%	34%	-21%	-7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.670	1.699	-2%	-29
Roménia	597	668	-11%	-71
Polónia	557	615	-9%	-58
Itália	343	335	2%	+8
França & Bélgica	172	80	114%	+92
Preço médio de venda (€/MWh)	81	76	7%	+6
Roménia (RON/MWh)	381	326	17%	+55
Polónia (PLN/MWh)	346	333	4%	+14
Itália	97	90	8%	+7
França & Bélgica	81	88	-9%	-8
Taxa de Câmbio - Média no período				
PLN/EUR	4,54	4,41	-3%	+0,13
RON/EUR	4,90	4,82	-2%	+0,08

Na Europa (excluindo a Península Ibérica), a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica *onshore* (1.426 MW), enquanto que a capacidade solar está concentrada na Roménia (50 MW). Nos últimos 12 meses, adicionámos +201 MW ao nosso portefólio e temos 0,7 GW em construção, dos quais 371 MW na Polónia, 229 MW em Itália, 59 MW na Grécia e 26 em França & Bélgica.

A produção decresceu 2% em termos homólogos para 1.670 GWh, devido ao decréscimo de 4p.p. no factor de disponibilidade, penalizado sobretudo pelos recursos eólicos abaixo da média histórica na Polónia.

O preço médio de venda aumentou 7% em termos homólogos para €81/MWh.

Em conclusão, **a margem bruta aumentou 13% para €142M no 1S21** e o EBITDA aumentou 9% vs. 1S20 para **€101M**.

Dados Financeiros (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	142	125	13%	+17
Roménia	49	39	26%	+10
Polónia	45	47	-4%	-2
Itália	33	30	8%	+2
França & Bélgica	16	9	67%	+6
EBITDA (1)	101	93	9%	+8
EBIT (1)	64	59	8%	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 poderem ser negociados até Mar-2032.
- O preço da electricidade pode ser estabelecido por contratos bilaterais; Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização (substitution fee) por incumprimento da obrigação de CV. Desde Set-17, a substitution fee é calculada como 125% do preço médio de mercado do CV do ano anterior e com limite superior de 300 PLN.
- Tarifa Feed-in por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas, ajustados à inflação; Parques eólicos em regime RC 2016 recebem CfD por 15 anos cujo preço implícito é semelhante à tarifa em vigor, acrescida de prémio de gestão.
- Projectos em operação antes de 2013 recebem (durante 15 anos) preço de mercado + CV; Activos online desde 2013 adjudicados com um contrato de 20 anos através de leilões competitivos. De acordo com as regras do leilão, a electricidade produzida nestes parques eólicos é vendida em mercado com CfD.

(1) Inclui custo de €2,7M relacionado com a Grécia, Húngria e Reino Unido

Renováveis no Brasil

Dados Operacionais	1S21	1S20	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)	99%	97%	2%	2 p.p.
Eolicidade vs. Média LP	0%	-17%	99%	17 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	34%	27%	28%	8 p.p.
Hídrica	38%	45%	-15%	-7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.139	3.517	-11%	-378
Eólica	494	388	27%	+106
Hídrica	2.645	3.129	-15%	-484
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	246	243	1%	+3
Hídrica	231	198	17%	+33
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.

De destacar, a crise hídrica que estamos a assistir no Brasil, a pior em 91 anos, que demonstra cada vez mais a necessidade de constante estratégia de cobertura do portfólio. Nesse sentido, a EDP Brasil geriu de forma integrada o seu negócio de abastecimento e geração hídrica nas transacções de compra e venda de energia, mitigando os impactos do cenário hidrológico seco e o adiamento do período chuvoso.

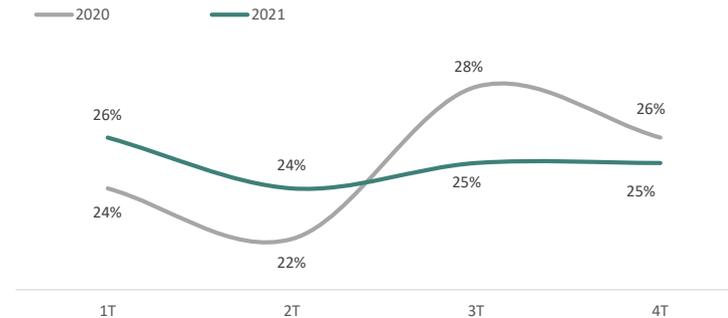
O aumento de 31% no período (+R\$120M) na **margem bruta da Hídrica** para R\$511M no 1S21 deve-se ao aumento do volume de energia vendida e ao aumento dos contratos bilaterais firmados no período. A estratégia de alocação adoptada pela EDP Brasil também alocou mais energia para o 2S21, protegendo o portfólio dos impactos do GSF e da consequente volatilidade de preços presenciada neste período.

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 27% para 34% vs. período homólogo que se traduziu num aumento na produção eólica de 27% para 494 GWh (vs. 388 GWh 1H20). Isto resultou num aumento geral do lucro bruto eólico para R\$108M (+27% vs. período homólogo).

No geral, o **EBITDA das Energias Renováveis no Brasil** melhorou 27% em moeda local (R\$531M), em linha com a tendência observada no lucro bruto.

Dados Financeiros (R\$ milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	619	476	30%	+143
Eólica	108	85	27%	+23
Hídrica	511	391	31%	+120
Joint Ventures e Associadas	-8	-5	-84%	-4
EBITDA	531	418	27%	+113
Eólica	63	64	-1%	-1
Hídrica	468	354	32%	+114
Lajeado & Invesco	260	197	32%	+63
Peixe Angical	116	85	36%	+31
Energest	92	73	27%	+20
EBIT	418	313	34%	+105

Produção Hídrica - Sazonalização dos contratos de venda



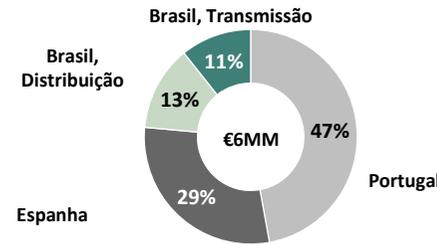
- Capacidade instalada antiga sob o programa de Tarifa Feed-in ("PROINFA")
- Desde 2008, são atribuídos CAEs de 20 anos através de leilões competitivos
- A capacidade hídrica está contratada, ou bilateralmente ou através de CAE, estando assim comprometida a entregar determinado montante de energia em 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).

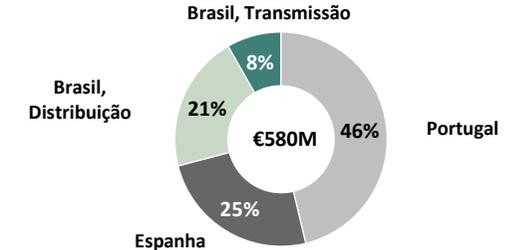
Redes de electricidade: Performance financeira

DR Operacional (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	977	835	17%	+142
OPEX	261	247	6%	+14
Outros custos operacionais (líquidos)	135	153	-11%	-18
Custos Operacionais Líquidos	397	400	-1%	-3
Joint Ventures e Associadas	0	4	-98%	-4
EBITDA	580	440	32%	+140
Amortizações, imparidades; Provisões	232	196	19%	+36
EBIT	348	244	43%	+104

RAB 1S21 (1)



EBITDA 1S21



O segmento de Redes de Electricidade inclui a distribuição de electricidade em Portugal, Espanha e Brasil, e a actividade de transmissão, no Brasil. No geral, a nossa base de activos regulados (RAB) ascende a €6 MM, com a base de activos financeiros da transmissão a ganhar terreno, representando já 11% da base total.

No geral, a **electricidade distribuída aumentou +14%** devido não só a uma recuperação do sector industrial nas geografias onde a nossa plataforma de Redes está presente, mas também devido a um aumento de +8% no número de pontos de abastecimento, como resultado da aquisição de Viesgo (+1% excl. Viesgo).

Excluindo um custo não recorrente em Espanha, o **EBITDA aumentou 33% no 1S21, para €587M**. Este resultado foi explicado principalmente por: (i) os dois primeiros trimestres de contribuição do EBITDA da Viesgo em Espanha (+€86M), (ii) o aumento de €22M em Portugal, devido a poupanças de OPEX, e (iii) o aumento de €45M no segmento de redes brasileiras que foi positivamente impactado por maior procura, indexação das receitas reguladas à inflação e antecipação no comissionamento de uma linha de transmissão.

Excluindo um custo pontual em Espanha, o **OPEX aumentou 3% no período para €255M**, impactado pela integração da Viesgo (+€43M). **Outros custos operacionais líquidos estiveram em linha com o desempenho do ano passado**, reflectindo, nomeadamente, o impacto cambial positivo da desvalorização do Real brasileiro e as compensações de seguro contabilizadas no primeiro trimestre relacionadas com os eventos climáticos do ano anterior em Portugal.

O **CAPEX no 1S21 aumentou 28% no período para €331M**, com a integração da Viesgo a contribuir para o crescimento significativo do CAPEX em Espanha. O CAPEX no Brasil aumentou 21% vs. período homólogo e foi focado principalmente na expansão das redes de transmissão e distribuição.

O número total de medidores inteligentes instalados aumentou para 5,7 milhões em todas as geografias (+47% vs. período homólogo excluindo Viesgo). Alavancado pela instalação de contadores inteligentes, o volume de energia telecontada aumentou +11% para 76%.

Taxa de câmbio - Média no período	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	6,49	5,40	-17%	1,09

EBITDA (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Portugal	268	246	9%	+22
Espanha	144	70	104%	+73
Brasil	168	123	37%	+45
EBITDA	580	440	32%	+140

OPEX & Capex performance	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)				
P.Ibérica (€/ponto de ligação)	23,8	25,7	-7%	-2
Brasil (R\$/ponto de ligação)	91,2	93,7	-3%	-3
Invest. operacional (€ Milhões) (3)	331	258	28%	+73
Portugal	128	110	16%	+18
Espanha	42	15	173%	+27
Brasil	160	132	21%	+28
##	5	4	7%	+0
##	156	128	22%	+28

Rede de Distribuição ('000 Km)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Portugal	229	228	1%	+1
Espanha	52	21	152%	+32
Brasil	95	94	1%	+1

(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)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	525	521	1%	+4
OPEX	137	146	-6%	-9
Rendas de concessão	131	131	0%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	-11	-3	-266%	-8
Custos Operacionais Líquidos	257	274	-6%	-17
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-0
EBITDA	268	246	9%	+22
Amortizações, imparidades; Provisões	141	150	-6%	-9
EBIT	127	96	32%	+31

Indicadores chave	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	525	521	1%	+4
Regulada	524	518	1%	+6
Não-regulada	1	3	-57%	-1

Rede de Distribuição	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Electricidade distribuída (GWh)	22.180	21.477	3%	+703
Pontos de ligação (mil)	6.336	6.300	1%	+36

Distribuição de electricidade em Portugal

A electricidade distribuída em Portugal **aumentou +3% no 1S21**, justificado pela recuperação económica verificada nos sectores da indústria e dos serviços.

As receitas reguladas da distribuição foram de €524M +1% vs. período homólogo. Este valor está em linha com o período homólogo, o que se explica principalmente por alguns ajustamentos negativos nas receitas reguladas relacionados com eventos de anos anteriores, que terminaram em 2020, mas ainda mitigados pela diminuição das taxas de rendibilidade das obrigações do Estado português a 10 anos no último ano, resultando numa menor taxa de rentabilidade do RAB (4,76% vs. 4,86% no 1S20).

Forte desempenho dos custos operacionais líquidos (-6% vs. período homólogo), beneficiando de um período sem eventos climáticos severos a registar, o que não ocorreu no ano passado. Além disso, como continuamos a concentrar-nos numa organização mais *lean*, observamos menores custos com pessoal, devido às aposentadorias, e também menores custos de suprimentos e serviços conforme melhoramos a eficiência e aceleramos o ritmo da digitalização.

No geral, alavancado pela recuperação positiva do consumo, o **EBITDA aumentou 9% no período (+€22M) para €268M, também suportado por melhorias de eficiência ao nível de OPEX.**

Distribuição de electricidade em Espanha

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

A margem bruta aumentou 114% para €206M no 1S21, com a Viesgo a contribuir para este aumento significativo.

O OPEX aumentou 142% no período, para €65M no 1S21, em resultado da aquisição acima mencionada. Neste 2T21, vale a pena destacar um novo Acordo Colectivo assinado para as empresas Viesgo, um marco importante do plano de integração. Adicionalmente, o OPEX foi também impactado por um custo não recorrente relacionado com *curtailment* em Espanha de €6,5M.

Excluindo eventos pontuais, o **EBITDA cresceu 114% para € 150M, com a contribuição da Viesgo a ascender a €86M.** Excluindo o custo não recorrente e a Viesgo, o EBITDA diminuiu 9% vs. período homólogo, principalmente impactado por uma menor taxa de rentabilidade do RAB de 5,58% (vs. 6,0% no 1S20).

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.**

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	206	96	114%	+110
OPEX	65	27	142%	+38
Outros custos operacionais (líquidos)	-2	-1	-	-1
Custos Operacionais Líquidos	63	26	141%	+37
Joint Ventures e Associadas	-	-	-	-
EBITDA	144	70	104%	+73
Amortizações, imparidades; Provisões	56	18	204%	+38
EBIT	88	52	69%	+36

Indicadores chave	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	206	96	114%	+110
Regulada	198	95	109%	+103
Não-regulada	9	2	464%	+7

Pontos de ligação (mil)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Pontos de ligação (mil)	1.373	669	105%	+704
Electricidade distribuída (GWh)	7.083	3.752	89%	+3.331

(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.

DR Operacional (R\$ milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.593	1.178	35%	+414
OPEX	386	383	1%	+3
Outros custos operacionais (líquidos)	115	135	-15%	-20
Custos Operacionais Líquidos	501	518	-3%	-18
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-
EBITDA	1.092	660	65%	+432
Amortizações, imparidades; Provisões	161	143	12%	+18
EBIT	931	517	80%	+414

A electricidade distribuída no Brasil aumentou +10% vs. período homólogo no 1S21, em resultado da recuperação da actividade económica, principalmente do sector industrial, das elevadas temperaturas e do aumento do número de clientes ligados (+2,5%).

A margem bruta da distribuição aumentou 28% no período, para R\$1,3 MM, devido ao impacto positivo do aumento do volume distribuído e também devido à indexação da inflação nas actualizações tarifárias anuais. Ambas as nossas concessões de distribuição têm receitas reguladas indexadas ao IGP-M (índice de preços no mercado grossista), que aumentou no período pela valorização do dólar americano. As actualizações tarifárias anuais resultaram na EDP ES num aumento tarifário de 8,0% em Ago-20 (+9,3% de impacto do IGP-M) e na EDP SP num aumento de 4,8% nas tarifas em Out-20 (+17,9% de impacto do IGP-M), tendo a EDP SP em particular um impacto positivo significativo deste efeito (+R\$104M). O aumento da inflação resultou também no impacto positivo da actualização do valor residual do activo de concessões (+R\$121M), levando a um maior índice de preços ao consumidor (IPCA de +3,77%).

Distribuição - Indicadores chave	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Clientes Ligados (Milhares)	3.628	3.538	2,5%	+90
EDP São Paulo	1.994	1.946	2,4%	+47
EDP Espírito Santo	1.635	1.592	2,7%	+43
Electricidade Distribuída (GWh)	13.055	11.868	10%	+1.187
Clientes regulados	6.928	6.626	5%	+302
Clientes em mercado livre	6.127	5.242	17%	+885
Perdas Totais (%)				
EDP São Paulo	8,3%	8,3%	0%	+0
EDP Espírito Santo	12,9%	12,8%	0%	+0
Margem Bruta (R\$ Milhões)	1.267	991	28%	+276
Receitas reguladas	1.091	1.012	8%	+79
EBITDA (R\$ Milhões)	780	483	61%	+297
EDP São Paulo	406	228	78%	+178
EDP Espírito Santo	374	255	46%	+118

O lucro bruto da transmissão aumentou 74% no período, atingindo R\$325M, na sequência do comissionamento parcial do lote Q e lote 21 e da evolução das obras de construção nas restantes linhas, mesmo tendo em conta alguns atrasos devido à pandemia. No 1S21 a Receita Anual Permitida ("RAP") ascendeu a R\$44M e o respectivo EBITDA Regulatório (RAP excl. Custos e impostos ajustáveis) a R\$34,5M.

De referir ainda que neste último trimestre foi concluída a aquisição da linha de transmissão Mata Grande Transmissora de Energia, no estado do Maranhão, e que a EDP Brasil obteve 1 lote no Leilão 1/2021 de Linhas de Transmissão de Energia Pública, realizado pela ANEEL.

O OPEX da Rede Brasileira ficou em linha com o ano passado (+0,7% vs. período homólogo), maiores custos com suprimentos e serviços compensados por menores custos com pessoal e benefícios para funcionários devido a atrasos nas contratações causados pela pandemia. **Outros custos operacionais** diminuíram 15% (-R\$20M), reflectindo principalmente ganhos maiores em activos fixos (+R\$13M).

No geral, o EBITDA das redes de electricidade aumentou 65% no período para R\$1.092M, positivamente impactado por uma sólida recuperação da procura, receitas reguladas indexadas à inflação, bem como um forte crescimento orgânico na transmissão com o lançamento parcial de uma linha adicional.

Transmissão - Indicadores chave (R\$ M)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Reg. EBITDA (RAP adj.custos & imp)	35	16	112%	+18
Receitas	874	557	57%	+317
Receitas de construção	672	423	59%	+249
Receitas financeiras	255	185	38%	+70
Outras	-53	-51	-5%	-3
Margem Bruta	325	187	74%	+138
EBITDA	313	177	77%	+136
EBIT	312	177	76%	+135

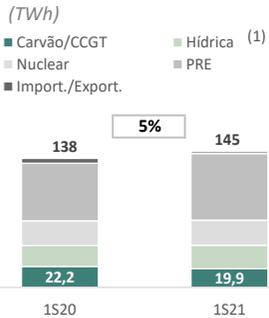


• Duas concessões de distribuição, ambas 100% detidas pela EDP Brasil: EDP SP, em São Paulo, com um período regulatório de 4 anos, cuja última revisão regulatória aconteceu em Out-19; EDP ES, no Espírito Santo com período regulatório de 3 anos, cuja última revisão aconteceu em Ago-19. O WACC regulado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

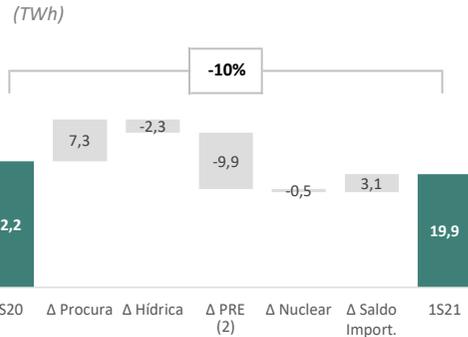
• A EDP opera 3 linhas de transmissão (lote 24 e lote 11 a 100% e lote 7 parcial), tendo em desenvolvimento outras 4 linhas de transmissão, incluindo o lote Q adquirido em Mai-19 e MGTE adquirido em Fev-21.

EDP no mercado Ibérico

Procura Bruta



Procura Residual Térmica



Contexto do mercado de electricidade Ibérico

Durante 1S21, a procura de electricidade na Península Ibérica aumentou 5% face ao período homólogo, com a actividade económica a apresentar sinais de recuperação das medidas de confinamento da pandemia COVID-19. A procura residual térmica (PRT), i.e., geração a carvão e CCGT, diminuiu 10% no 1S21 face a termos homólogos (-2,3 TWh), reflectindo: (i) um aumento de +9,9 TWh de produção em regime especial principalmente impulsionada pela recuperação dos recursos eólicos na P. Ibérica; (ii) um aumento de +2,3 TWh de produção hídrica (líquida de bombagem), em termos homólogos, acompanhado da recuperação dos recursos hídricos em Portugal (11% acima da média histórica); (iii) +0,5 TWh de produção nuclear face ao período homólogo. Estes efeitos foram parcialmente mitigados por uma redução de 3,1 TWh em importações líquidas.

O preço spot médio da electricidade aumentou fortemente no 2T21, atingindo uma média de €72/MWh. Isto traduziu-se num aumento de 102% no 1S21 em termos homólogos, para ~€59/MWh, devido a um forte aumento do preço das matérias-primas, nomeadamente o gás (+182% face a 1S20) e licenças de CO2 (+99% face a 1S20). O preço médio final da electricidade em Espanha aumentou 141% no 1S21, para €77/MWh, reflectindo uma maior procura por restrições e a evolução dos preços no mercado grossista.

Principais factores (3)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	59	29	102%	+30
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	64	32	101%	+32
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MWh)	55	43	28%	+12
Direitos de emissão de CO2 (EUA), €/ton	44	22	99%	+22
Mibgas, €/MWh	23	8	182%	+15
Brent, USD/Barril	65	40	63%	+25

Desempenho da EDP

O EBITDA no 1S21 foi impactado pela alteração no perímetro de consolidação (-€21M) decorrente da alienação da comercialização B2C e CCGTs *Castejon* em Espanha anunciada em 2020. Adicionalmente, o EBITDA no 1S21 incluí 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, concluída em Fev-21, e o 1S20 inclui €22M de custo não-recorrente relacionado com o descomissionamento da Central a carvão de Sines.

DR Operacional (€ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	230	481	-52%	-251
OPEX	158	179	-12%	-21
Outros custos operacionais (líquidos)	41	76	-45%	-34
Custos Operacionais Líquidos	199	254	-22%	-55
Joint Ventures e Associadas	21	1	1694%	+20
EBITDA	52	228	-77%	-176
EBIT	-26	33	-	-60

Excluindo este efeitos, o EBITDA no 1S21 diminuiu €198M ou 87% face a 1S20 para €30M no seguimento dos resultados de gestão de energia muito fortes no 1S20 vs. 1S21 e do desmantelamento da central a carvão de Sines (€42M de EBITDA recorrente no 1S20), apenas parcialmente compensado pela melhoria do EBITDA em: (i) actividades de comercialização, suportadas pela recuperação do consumo B2B (+19% face ao período homólogo) e pelo aumento da taxa de penetração de novos serviços (30% vs. 25% no 1S20); (ii) Geração térmica, suportada pelo aumento de *spread* realizado nas CCGT, pelo aumento dos serviços de sistema em Espanha e pelo aumento do preço da *pool*.

O EBITDA da produção térmica e gestão de energia no 1S21 apresentou uma queda face ao período homólogo, para -€91M. De referir que o 1S20 foi marcado por um desempenho muito positivo neste segmento, dada a queda significativa dos preços da energia. No 1S21, a gestão de energia foi penalizada pelo forte aumento dos preços da energia, nomeadamente do preço da *pool* de electricidade, o que implicou: (i) um impacto negativo dos custos de *sourcing* de electricidade para o negócios de comercialização; e (ii) um impacto negativo de *trading* nos contratos de cobertura de energia, maioritariamente sem implicações no fluxo de caixa. Além disso, parte deste desempenho negativo é mitigado por um impacto positivo na hídrica e na comercialização da Península Ibérica.

Dados financeiros chave (€ M)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	230	481	-52%	-251
Comercialização (5)	239	194	23%	+45
Gestão de energia e Térmica	-9	287	-	-296
EBITDA	52	228	-77%	-176
Comercialização (5)	143	37	288%	+106
Gestão de energia e Térmica	-91	191	-	-283
EBIT	-26	33	-	-60
Comercialização (5)	127	15	733%	+112
Gestão de energia e Térmica	-154	18	-	-172

No 1S21, a produção de electricidade a carvão da EDP na P. Ibérica representou 3% das receitas consolidadas e teve um contributo de 3% para o EBITDA consolidado.

Para 2021, temos 100% da nossa produção hídrica, nuclear e CCGT esperada. Para 2022, temos 100% de nossa produção hídrica e nuclear esperada contractada a preços próximos a €57/MWh.



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 asseguram 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) Líquida 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) Excluí actividades em Itália, França e Polónia (-€2m em 1T21).

Cientes & gestão de energia na P.Ibérica

Comercial. - Factores chave e financeiros	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade (1)	4.953	6.249	-21%	-1.295
Portugal - Liberalizado	3.997	4.089	-2%	-92
Portugal - Regulado	933	1.001	-7%	-68
Espanha - Liberalizado	23	1.159	-98%	-1.136
Gás	686	1.593	-57%	-907
Portugal - Liberalizado	649	655	-1%	-6
Portugal - Regulado	33	36	-8%	-3
Espanha - Liberalizado	5	903	-99%	-898
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	16,6%	30,4%	-45%	-0
Rácio de serviços por contrato (%)	30%	25%	20,0%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)	14.948	15.082	-1%	-134
Liberalizado - Residencial	4.342	5.686	-23,6%	-1.344
Liberalizado - Industrial	9.438	8.173	15%	+1.265
Regulado	1.168	1.223	-5%	-55
Volume de gás vendido (GWh)	4.563	6.958	-34%	-2.395
Liberalizado - Residencial (1)	963	3.287	-70,7%	-2.324
Liberalizado - Industrial	3.519	3.466	2%	+53
Regulado	81	205	0%	-
Margem bruta (€ Milhões)	239	194	23%	+45
EBITDA (€ Milhões)	143	37	288%	+106
Capex (€ Milhões)	23	14	66%	+9

Comercialização Península Ibérica

O número de clientes de electricidade em Portugal e Espanha no 1S21 diminuiu 21% face ao período homólogo. 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) **decreceu ligeiramente (-3% em termos homólogos)**, visto que a EDP se focou na qualidade do serviço e está a alavancar a sua carteira de clientes para aumentar o valor do portefólio. De facto, a taxa de penetração dos novos serviços aumentou para 30% em Jun-21 (+5 p.p. face a 1S20), como consequência do aumento de 20% e 82% do número de clientes manutenção de electrodomésticos e seguros de saúde, respectivamente, e da desconsolidação do portefólio de clientes B2C em Espanha, 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 aumentou 4 p.p. face a 1S20 para 16%. No 1S21, a EDP instalou cerca de 68 MW de solar descentralizado na P. Ibérica e noutros países Europeus, dos quais 40 MWp como serviço.

Excluindo os impactos da transacção acima mencionada, a electricidade total comercializada no 1S21 **aumentou 9%** face ao 1S20, devido ao aumento do segmento B2B em Portugal e Espanha, que foi parcialmente compensado pela diminuição da electricidade comercializada nos segmentos B2C liberalizado e regulado, penalizado pela redução do número de clientes.

Excluindo impactos não recorrentes (ganho de €21M no 1S21), e a desconsolidação de activos (€21M no 1S20), o EBITDA referente às nossas actividades de comercialização na P. Ibérica **aumentou para €122M** (face a €16M no período homólogo) suportado pelo 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 PME's, correspondendo a ~47% do consumo total.

Gestão Energia & Térmica - Indicadores chave	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)	4.668	5.773	-19%	-1.106
CCGT	2.577	3.952	-35%	-1.376
Carvão	1.508	1.204	25%	+304
Outras (3)	583	617	-6%	-34
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	21%	24%	-15%	-4p,p
Carvão (4)	28%	22%	29%	+6p,p
Nuclear	70%	77%	-9%	-7p,p
Custos de produção (€/MWh) (2)	43	41	6%	+3
Margem Bruta (€ Milhões)	-9	287	-	-296
EBITDA (€ Milhões)	-91	191	-	-283
Capex (€ Milhões)	16	8	106%	+8

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A produção de electricidade no 1S21 **caiu 19%** em termos homólogos, essencialmente devido à redução da produção das CCGTs (-35% face a 1T20) como consequência de uma menor procura residual térmica e da alienação das CCGTs Castejón (-843 MW). Excluindo o impacto do encerramento de Sines, o factor de produção de carvão aumentou para 28% devido ao aumento da procura no mercado de restrições em Espanha.

O custo médio de produção térmica registou um aumento de 6% em termos homólogos (para €43/MWh em 1S21) devido ao aumento dos custos de emissão de CO₂ e do aumento dos preços do gás..

O EBITDA do segmento de Produção Térmica e de Gestão de Energia foi -€91M no 1S21, reflectindo (i) actividades de gestão de energia fracas após resultados muito fortes na gestão de energia no 1S20, (ii) um maior do que o esperado aumento dos custos de *sourcing* em resultado do forte aumento dos preços da energia, e (iii) impacto negativo, maioritariamente sem implicações no fluxo de caixa, relacionado com trading nos contratos de cobertura, especialmente de gás, face ao aumento dos preços da energia (um aumento esperado de margens de gás para o 2S21 e 2022)



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 PME's. 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.

Clientes & gestão de energia no Brasil

DR Operacional (€ Milhões) (1)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	68	75	-8%	-6
OPEX	16	17	-5%	-1
Outros custos operacionais Líquidos	-2	0	0%	-1
Joint Ventures e Associadas	0	2	-90%	-2
EBITDA	54	60	-10%	-6
EBIT	35	38	-7%	-3

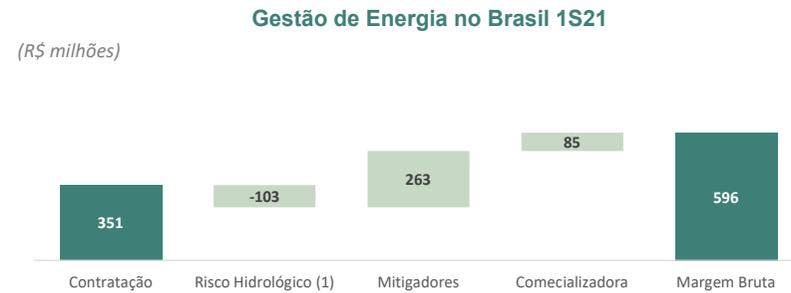
Taxa de Câmbio - Média do período	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	6,49	5,40	-17%	+1,09

DR Operacional (R\$ Milhões)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	443	403	10%	+40
OPEX	106	86	23%	+20
Outros custos operacionais Líquidos	-10	-3	-258%	-7
Joint Ventures e Associadas	1	0	158%	1
EBITDA	348	319	9%	+29
EBIT	245	221	11%	23

Indicadores chave	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
PLD	201	132	53%	+69
GSF (2)	99%	97%	2%	+2p,p,

Comerc. e GE - Indicadores chave	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	7.345	14.295	-49%	-6.949
Margem Bruta (R\$ Milhões)	106	42	156%	+65
EBITDA (R\$ Milhões)	80	9	802%	+71
EBIT (R\$ Milhões)	72	7	867%	+65

Térmica - Factores Chave e Financeiros (3)	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	+0
Electricidade Produzida (GWh)	1.130	476	137%	+653
Disponibilidade	90%	88%	2%	+2p,p,
Margem Bruta (R\$ Milhões)	337	361	-7%	-24
EBITDA (R\$ Milhões)	268	310	-14%	-42
EBIT (R\$ Milhões)	172	214	-19%	-42



(1) Inclui impactos GSF, PLD e MRE

Como parte da nossa abordagem de risco controlado à gestão do seu portfólio, a EDP segue uma estratégia de cobertura para mitigar o risco GSF/PLD, visando reduzir a volatilidade dos resultados. Portanto, as actividades de abastecimento e geração são geridas de forma integrada, permitindo a optimização do portfólio como um todo.

Nas nossas actividades de **Client Solutions & Energy Management no Brasil**, o EBITDA em euros diminuiu 10% para €54M, penalizado por uma desvalorização do Real de 17% face ao Euro, que compensou o aumento de 9% do EBITDA em moeda local.

Apesar da queda significativa nas vendas de electricidade em 49% vs. período homólogo, o impacto nos resultados é baixo uma vez que se tratam de actividades de margem baixa. Consequentemente, o **EBITDA do abastecimento e gestão de energia no Brasil melhorou para R\$80M**, positivamente impactado pelo estabelecimento de novos contratos e respectiva *mark-to-market* destes contratos de +R\$30,5M, com o número de clientes a aumentar 15%.

Além disso, como a **energia solar distribuída** ganha tracção no Brasil, a EDP Brasil tem crescido em Solar PV através da EDP Smart tanto organicamente como por aquisições, e tem um portfólio de 96 MWp contratados, dos quais 50 MWp já instalados, contribuindo com uma margem bruta para o negócio de abastecimento de R\$10M (+27% vs. período homólogo).

O Brasil vive um período historicamente seco, que se traduziu numa redução de 15% face ao período homólogo na produção hídrica brasileira, o que levou a um **aumento significativo na produção de Pecém para 1.130 GWh**, após despacho do Operador Nacional do Sistema (ONS). A nossa central térmica aumentou a disponibilidade de 88% para 90%. Dado que esta central é remunerada por um contrato de aquisição de energia com base na disponibilidade, foi positivo para os resultados que foram compensados por um impacto negativo principalmente no 1T20 de R\$24M, devido à revisão em baixa do nível de disponibilidade de referência de Pecém. Adicionalmente, dado o aumento do número de horas de funcionamento, os custos com materiais e serviços de terceiros também aumentaram + R\$25M (+10% vs. período homólogo). De destacar também que Pecém tem uma receita fixa mensal de R\$73M, corrigida anualmente pela inflação (IPCA), com a última actualização em Nov-20 de + 3,9% vs. período homólogo.

Como resultado, o EBITDA da geração térmica diminuiu -14% no 1S21 para R\$268M, em linha com os impactos mencionados acima.

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

edp ' - -

**Demonstrações de resultados
& anexos**

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

1S21					
(€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1.291	1.760	4.433	(1.401)	6.083
Margem Bruta	1.138	977	300	1	2.416
Fornecimentos e serviços externos	176	156	114	(38)	408
Custos com pessoal e benefícios sociais	103	105	64	60	333
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(162)	135	40	2	16
Custos Operacionais	118	397	218	24	757
Joint Ventures e Associadas	(13)	0	21	25	33
EBITDA	1.007	580	103	1	1.692
Provisões	1	1	1	1	4
Amortizações e imparidades (1)	379	231	96	17	722
EBIT	628	348	7	(17)	966

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

(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 %	1S20	1S21	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.502	2.681	2.876	3.389	3.088	2.995			12%	-3%	6.183	6.083	-2%
Custo com vendas de energia e outros	2.027	1.499	1.757	2.074	1.780	1.888			26%	6%	3.526	3.668	4%
Margem Bruta	1.475	1.182	1.119	1.315	1.308	1.108			-6%	-15%	2.657	2.416	-9%
Fornecimentos e serviços externos	201	201	207	248	195	213			6%	9%	402	408	2%
Custos com pessoal e benefícios sociais	165	157	143	203	162	171			9%	6%	322	333	3%
Outros custos operacionais (líquidos)	128	(60)	13	(460)	100	(85)			40%	-184%	68	16	-77%
Custos Operacionais	494	297	363	(9)	457	300			1%	-	791	757	-4%
Joint Ventures e Associadas	(1)	6	(2)	0	13	20			-	-	5	33	560%
EBITDA	980	891	754	1.325	864	828			-7%	-4%	1.871	1.692	-10%
Provisões	16	35	78	(17)	12	(9)			-125%	-170%	51	4	-93%
Amortizações e imparidades (1)	367	401	340	524	356	366			-9%	3%	768	722	-6%
EBIT	597	455	336	818	496	470			3%	-5%	1.052	966	-8%
Resultados financeiros	(206)	(162)	(137)	(166)	(123)	(131)			-19%	7%	(368)	(254)	31%
Resultado antes de impostos e CESE	391	293	199	652	373	339			16%	-9%	684	712	4%
IRC e Impostos diferidos	92	42	39	136	63	100			139%	59%	134	163	21%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	63	(0)	3	-	51	0			-210%	-	62	52	-17%
Resultado líquido do período	236	252	157	517	259	239			-5%	-8%	488	498	2%
Atrib. Accionistas da EDP	146	169	108	378	180	164			-3%	-9%	315	343	9%
Atrib. Interesses não controláveis	90	83	49	138	79	75			-9%	-5%	173	154	-11%

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

Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Jun-21	Jun-20	Δ MW	Δ %	1S21	1S20	Δ GWh	Δ %	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
Eólico	11.329	10.743	+586	5%	15.198	14.523	+674	5%	7.707	6.816	5.612	8.137	8.067	7.131		
EUA	5.739	5.824	-85	-1%	8.373	8.692	-319	-4%	4.453	4.239	2.957	4.793	4.304	4.070		
Portugal	1.234	1.160	+74	6%	1.479	1.258	+221	18%	710	548	543	815	861	618		
Espanha	2.137	1.974	+163	8%	2.613	2.102	+511	24%	1.172	929	986	1.258	1.549	1.064		
Brasil	436	331	+105	32%	494	388	+106	27%	161	227	397	308	224	270		
Resto de Europa (2)	1.426	1.226	+201	16%	1.635	1.662	-27	-2%	1.007	655	551	774	920	715		
Resto de Mundo (3)	357	230	+128	56%	604	421	+183	43%	203	218	178	189	209	395		
Solar	414	145	+269	185%	140	141	-0	0%	54	86	79	46	53	87		
Europe	55	55	-	0%	39	41	-	0%	16	25	25	10	15	25		
North America	359	90	+269	298%	101	100	-	0%	38	62	54	36	38	62		
Hídrica	7.127	8.785	-1.658	-19%	8.806	11.079	-2.272	-21%	6.731	4.346	2.479	5.236	6.004	2.850		
Portugal	5.076	6.759	-1.683	-25%	5.682	7.558	-1.876	-25%	4.692	2.866	1.594	3.419	3.924	1.757		
Bombagem	2.358	2.806	-449	-16%	-999	-1.027	+28	3%	-534	-493	-465	-480	-570	-429		
Fio de água	1.174	2.408			2.263	3.872	-1.610	-42%	2.289	1.582	807	1.515	1.568	695		
Albufeira	3.845	4.294			3.325	3.601	-276	-8%	2.346	1.255	782	1.858	2.286	1.040		
Mini-hídricas	57	57			94	85	+9	10%	57	29	6	46	70	23		
Espanha	451	426	+25	6%	479	392	+88	22%	230	162	56	229	358	122		
Brasil	1.599	1.599	+0	0%	2.645	3.129	-484	-15%	1.809	1.319	829	1.587	1.723	971		
Gás/ CCGT	2.886	3.729	-843	-23%	2.577	3.952	-1.376	-35%	2.253	1.699	3.864	1.943	798	1.779		
Carvão	1.970	3.150	-1.180	-37%	2.638	1.681	+957	57%	1.160	521	1.475	2.665	1.344	1.294		
Iberia	1.250	2.430	-1.180	-49%	1.508	1.204	+304	25%	683	521	1.433	1.598	688	820		
Brasil	720	720			1.130	476	+653	137%	477	0	43	1.067	656	474		
Outros (4)	178	198	-19	-10%	583	617	-34	-6%	381	236	389	401	348	235		
Portugal	17	17			75	67	+9	13%	34	32	35	37	38	38		
Espanha	161	180			507	550	-43	-8%	347	204	355	364	310	197		
TOTAL	23.904	26.750	-2.846	-11%	29.941	31.992	-2.051	-6%	18.286	13.705	13.899	18.428	16.613	13.376		
Do qual:																
Portugal	8.363	11.152	-2.789	-25%	8.957	11.188	-2.231	-20%	6.806	4.382	5.222	6.409	5.337	3.620		
Espanha	4.854	5.529	-675	-12%	5.968	5.899	+68	1%	3.317	2.582	3.647	3.256	3.190	2.777		
Brasil	2.755	2.650	+106	4%	4.268	3.993	+275	7%	2.446	1.545	1.268	2.962	2.602	1.715		
EUA	5.898	5.914	-16	0%	8.474	8.792	-318	-4%	4.491	4.301	3.012	4.830	4.342	4.132		

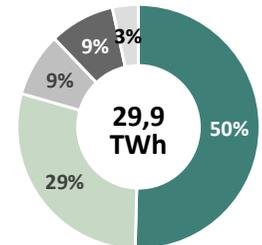
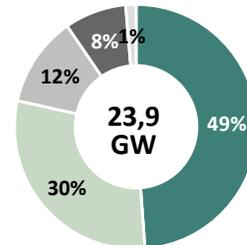
Capacidade Instalada por País a Jun-21



Detalhe por tecnologia no 1S21

(GW Capacidade & TWh de Produção)

- Eólica & Solar
- Hídrica
- Gás
- Carvão
- Outros



(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)	Jun-21	Jun-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	775	126,3%	+979
Brasil (R\$ Milhões)	9.203	8.085	13,8%	+1.119
Distribuição	5.004	4.781	4,7%	+223
EDP Espírito Santo	2.581	2.376	8,6%	+205
EDP São Paulo	2.423	2.405	0,8%	+18
Transmissão (1)	4.200	3.304	27,1%	+896
RAB TOTAL	6.005	5.004	20,0%	+1.001

Redes	Jun-21	Jun-20	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	376.799	343.429	9,7%	+33.370
Portugal	229.318	228.177	0,5%	+1.141
Espanha	52.481	20.785	152,5%	+31.696
Brasil	95.000	94.467	0,6%	+533
Distribuição	94.516	94.280	0,3%	+236
Transmissão	484	187	158,7%	+297
DTCs (mil)				
Portugal	30	25	21%	+5
Espanha	19	7	172%	+12
Contadores Inteligentes (mil)				
Portugal	3.641	2.942	24%	+699
% do Total	57,5%	46,7%	23,1%	10,8 p.p.
Espanha	1.371	666	106%	+705

Cientes Ligados (mil)	Jun-21	Jun-20	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6.336	6.300	0,6%	+36
Muito Alta / Alta / Média Tensão	26	26	0,3%	+0
Baixa Tensão Especial	38	37	1,5%	+1
Baixa Tensão	6.273	6.238	0,6%	+35
Espanha	1.373	669	105,3%	+704
Alta / Média Tensão	3	1	85,2%	+1
Baixa Tensão	1.370	668	105,2%	+703
Brasil	3.628	3.538	2,5%	+90
EDP São Paulo	1.994	1.946	2,4%	+47
EDP Espírito Santo	1.635	1.592	2,7%	+43
Total	11.338	10.508	7,9%	+830

Qualidade de serviço	1521	1520	Δ %	Δ Abs.
% Perdas				
Portugal	8,6%	9,5%	-9,4%	-0,9 p.p.
Espanha	5,3%	4,0%	31,3%	1,3 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,3%	8,3%	0,2%	0 p.p.
Técnicas	5,7%	5,5%	4,7%	0,3 p.p.
Comerciais	2,6%	2,8%	-8,5%	-0,2 p.p.
EDP Espírito Santo	12,9%	12,8%	0,2%	0 p.p.
Técnicas	7,9%	8,2%	-4,3%	-0,4 p.p.
Comerciais	5,0%	4,6%	8,3%	0,4 p.p.
Ordens Remotas (% do Total)				
Portugal	40%	49%	-19,0%	-9,3 p.p.
Espanha	99%	98%	0,8%	0,8 p.p.
Telecontagem (%)				
0	75%	73%	2%	1,4 p.p.
100%	100%	100%	0%	0 p.p.

Electricidade distribuída (GWh)	1521	1520	Δ %	Δ GWh
Portugal	22.180	21.477	3,3%	+703
Muito Alta Tensão	1.162	1.195	-2,7%	-33
Alta / Média Tensão	10.337	9.867	4,8%	+470
Baixa Tensão	10.681	10.416	2,6%	+266
Espanha	7.083	3.752	88,8%	+3.331
Alta / Média Tensão	4.992	2.697	85,1%	+2.295
Baixa Tensão	2.091	1.055	98,2%	+1.036
Brasil	13.055	11.868	10,0%	+1.187
Clientes livres	6.127	5.242	16,9%	+885
Industrial	692	665	4,0%	+27
Residencial, Comercial, & Outros	6.199	5.961	4,0%	+237
Total	42.318	37.097	14,1%	+5.221

(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)			
	Jun-21	Jun-20	Δ %	Δ MW	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.	Jun-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	841	550	53%	+291	-12	-5	143%	-7	871	475	83%	+396
Espanha	167	152										
Estados Unidos	601	398										
Outros	73	0										
EDP Brasil	551	551	0%	+0	19	8	143%	+11	373	319	17%	54
Renováveis	551	551										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	10	0%	0	26	2	1125%	+24	134	147	-9%	-13
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Instrum. Cap. Próprio a Justo valor									190	185	-	6
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									302	22	-	+280
TOTAL	1.402	1.111	26%	291	33	5	560%	28	1.870	1.147	63%	723

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Jun-21	Jun-20	Δ %	Δ MW	1S21	1S20	Δ %	Δ Abs.	Jun-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	4.627	3.740	24%	887	77	122	-36%	-44	3.471	2.518	38%	+952
Ao nível da EDP Renováveis:	2.252	2.230	1%	22	64	76	-16%	-12	1.325	1.276	4%	49
P. Ibérica	601	589										
América do Norte	1.210	1.210										
Resto da Europa	279	269										
Brasil	162	162										
25,0% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)	2.375	1.510	57%	865	13	46	-71%	-32	2.146	1.242	73%	904
EDP Brasil	1.644	1.725	-5%	-81	66	55	22%	12	1.019	943	8%	+76
Ao nível da EDP Brasil:	598	598	0%	0	10	11	-9%	-1	198	178	11%	20
Hídrica	598	598										
Outros	0	0										
54,9% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.046	1.127	-7%	-82	56	44	29%	13	821	765	7%	56
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	115	115	0%	-	10	-4	-	14	45	34	31%	11
TOTAL	6.386	5.580	14%	806	154	173	-11%	-19	4.535	3.496	30%	1.039

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Jun-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	3%	0
EDP Brasil	99	93	7%	7
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	807	873	-8%	-66
TOTAL	907	966	-6%	-59

(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; (3) 17,4% em Jun-20.

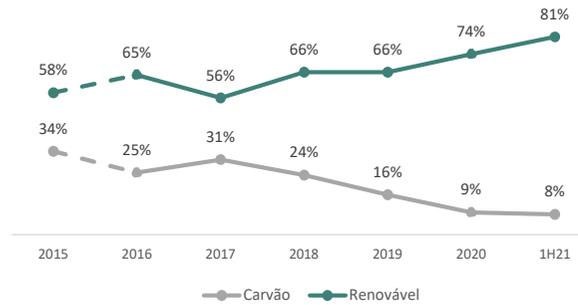
Desempenho de Sustentabilidade

Ambiente	1S21	1S20	Δ %
Geração renovável (%)	81%	80%	0%
Emissões			
Emissões esp. de âmbito 1 e 2 (gCO2/kWh)	131	111	18%
Emissões GEE de âmbito 1 (ktCO2eq)	3.571	3.045	17%
Emissões GEE de âmbito 2 (ktCO2eq) (2)	314	464	-32%
Qualidade do Ar			
Emissões NOx (kt)	2,91	2,14	36%
Emissões SO2 (kt)	3,93	2,23	76%
Emissões de Partículas (kt)	0,56	0,54	4%
Gestão da Água			
Total de água doce captada (103m3)	5.389	5.608	-4%
Total de água doce consumida (103m3)	4.801	5.275	-9%
Gestão do Carvão & Resíduos			
Total de resíduos encaminhados para destino final (105.913	79.944	32%
Eliminação total de resíduos de combustão de carvão	12.066	2.492	384%
Taxa média de valorização de resíduos (%)	89%	97%	-9%
Matérias ambientais (k€)			
Investimentos	39.861	21.981	81%
Gastos	100.476	87.450	15%
Multas e Penalidades Ambientais	19	2	1199%

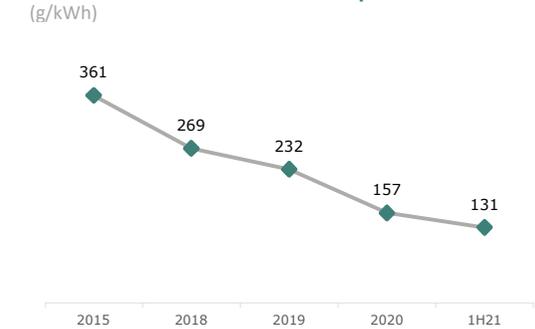
Modelo de negócio & Inovação	1S21	1S20	Δ %
Mobilidade Sustentável			
Electrificação da frota ligeira (%)	12%	9%	38%
Pontos de carregamento eléctrico (#)	2.556	1.073	138%
Cientes c/ soluções de mob. eléctrica (# m)	33.200	14.400	131%
Novas oportunidades de negócio			
Contad. inteligentes na Pen. Ibérica (%)	87%	52%	67%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	8%	8%	-1%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (k€)	115.900	118.105	-2%
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	60%	62%	-4%
CAPEX em Renováveis (%)	70%	65%	7%
Receitas do Carvão (%)	5%	5%	-10%

Capital Humano	1S21	1S20	Δ %
Emprego			
Colaboradores (#)	12.147	11.640	4%
Colaboradores femininos (%)	26%	26%	1%
Índice de rotatividade ou turnover	7,0%	5,5%	27%
Formação			
Total de horas (h)	168.752	101.355	66%
Colaboradores com formação (%)	94%	79%	20%
Investimento directo com formação (k€)	1.468	1.026	43%
Prevenção e Segurança			
Acidentes com dias perdidos EDP (3)	11	8	38%
Acidentes c/ dias perdidos com Prest. de Serv. Exter	71	34	109%
Acidentes fatais de trabalho EDP	0	0	n.a.
Acidentes fatais de trabalho PSE	5	1	400%
Índice Frequência EDP	0,94	0,71	32%
Índice Frequência PSE	2,07	1,54	34%

% Renováveis e Carvão na Geração



Emissões de CO₂ Específicas



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.

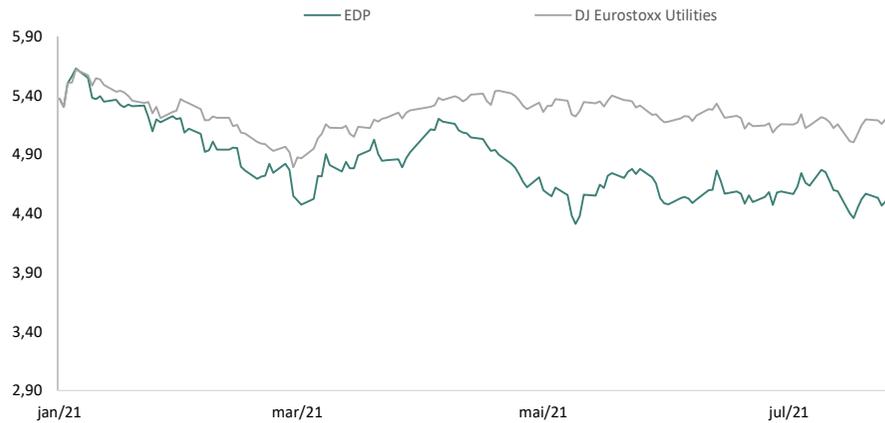
Para mais informações por favor visite o nosso ESG Performance Report



(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 sobe 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 sobe rating da EDP para 'BBB' com outlook estável
- 28-Mai:** EDP entra no mercado Chileno com um portfólio eólico e solar com 628 MW
- 23-Jun:** Convite para apresentação de ofertas de venda em dinheiro - tender offer - de valores mobiliários representativos de dívida emitidos pela EDP Finance B.V.
- 30-Jun:** EDPR entra no Vietname com projeto solar PV de 28 MWac
- 30-Jun:** Ocean Winds assegura CfD de 25 anos para 369,5 MW de projetos offshore na Polónia
- 30-Jun:** EDP Energias do Brasil vence 1 lote no leilão de transmissão nº 1/2021
- 1-Jul:** EDP conclui transacção de Rotação de Activos de portfólio eólico de 405 MW nos EUA
- 1-Jul:** Resultados e pricing das ofertas de venda em dinheiro de valores mobiliários representativos de dívida
- 20-Jul:** EDP vende défice tarifário em Portugal por €503 milhões
- 21-Jul:** EDP entra no mercado onshore do Reino Unido com um portfólio eólico e solar de 544 MW
- 21-Jul:** Acordo de Rotação de ativos de portfólio eólico com 221 MW
- 26-Jul:** EDP/2021 – Fixed to Reset Rate Subordinated Notes due 2081 - Pagamento de Juros do 1º Cupão
- 27-Jul:** EDP assegura CAE a 25 anos para projecto Solar de 200 MWac nos EUA

EDP em bolsa	YTD ¹	52W 28/07/2021	2020
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	4,506	4,506	5,156
Máximo	5,66	5,66	5,324
Minímo	4,212	4,093	2,9262
Média	4,843	4,666	4,084

Liquidez da EDP na Euronext Lisboa

Volume de negócios (€ Milhões)	4.876	8.208	10.529
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	33	32	41
Volume transaccionados (milhões de acções)	1.007	1.759	2.578
Volume médio diário (milhões de acções)	6,90	6,82	10,03

Dados Acções EDP (milhões)

	1S21	1S20	Δ %
Total de acções (2)	3.965,7	3.656,5	8%
Acções próprias	19,0	21,1	-10%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director
 Filipa Ricciardi
 Catarina Novais
 Pedro Gonçalves Santos
 Pedro Morais Castro
 José Maria Oom
 Lourenço Alves

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

(1) 1-Jan-2020 até 28-Jul-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.