



EDP – Energias do Brasil S.A.

Informações Contábeis Intermediárias

Períodos findos em 31 de março de 2021 e 2020

EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM
(Em milhares de reais)



	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
ATIVO					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	603.778	907.204	2.973.921	2.735.859
Títulos e valores mobiliários	6			158.240	153.990
Contas a receber	7			2.614.835	2.958.032
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	9	24.005	25.389	178.681	206.929
Outros tributos compensáveis	9	45.959	45.354	585.398	633.670
Tributos diferidos	10			31.971	7.701
Dividendos		338.814	430.004	51.246	35.686
Estoques	12			315.212	183.080
Cauções e depósitos vinculados		222	222	3.949	4.876
Ativos financeiros setoriais	8			322.580	226.899
Ativos da concessão	17			86.796	33.855
Compromissos futuros	13			271.956	76.621
Outros créditos	14	20.843	19.666	244.652	211.881
Total do Ativo Circulante		1.033.621	1.427.839	7.839.437	7.469.079
Não circulante					
Ativos da concessão	17			5.207.931	4.844.304
Ativo financeiro indenizável	18			3.696.115	3.486.960
Contas a receber	7			112.256	82.987
Títulos e valores mobiliários	6			2.500	1.750
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	9	13.688	34.320	74.903	95.909
Outros tributos compensáveis	9	31.369	61.043	1.403.898	1.479.728
Tributos diferidos	10			661.230	710.558
Empréstimos a receber	11	504.822	502.074	5.111	4.518
Adiantamento para futuro aumento de capital	11	143.030	70.100		
Cauções e depósitos vinculados		9.262	9.218	443.064	433.037
Ativos financeiros setoriais	8			187.930	318.585
Compromissos futuros	13			220.146	349.330
Outros créditos	14	42.643	46.483	42.038	39.449
		744.814	723.238	12.057.122	11.847.115
Investimentos	15	9.789.140	9.207.716	2.141.335	2.032.259
Propriedades para investimentos		9.484	9.484	11.390	11.393
Imobilizado	19	26.325	19.317	6.247.315	6.271.823
Intangível	20	36.312	36.307	2.705.692	2.659.590
		9.861.261	9.272.824	11.105.732	10.975.065
Total do Ativo Não circulante		10.606.075	9.996.062	23.162.854	22.822.180
TOTAL DO ATIVO		11.639.696	11.423.901	31.002.291	30.291.259

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM
(Em milhares de reais)



	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
PASSIVO					
Circulante					
Fornecedores	21	27.543	24.792	1.825.860	2.251.446
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	9			72.214	100.260
Outros tributos a recolher	9	28.124	68.110	407.890	531.516
Tributos diferidos	10			39.460	11.550
Dividendos		360.362	360.362	520.749	514.171
Debêntures	22	274.225	238.423	1.111.158	1.260.750
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	23			1.328.354	2.053.615
Benefícios pós-emprego	24	43	47	45.487	45.538
Encargos setoriais	25			114.719	111.251
Uso do bem público				36.744	35.609
Ressarcimento por indisponibilidade				3.993	5.307
Provisões	26			113.337	102.915
Passivos financeiros setoriais	8			532.196	626.801
Compromissos futuros	13			213.165	57.060
Outras contas a pagar	14	77.288	66.362	383.995	351.293
Total do Passivo Circulante		767.585	758.096	6.749.321	8.059.082
Não circulante					
Outros tributos a recolher	9	10.664	21.883	306.998	326.422
Tributos diferidos	10	205.807	206.366	1.140.756	1.109.341
Debêntures	22	182.931	204.107	5.485.607	3.955.451
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	23	101.432	100.934	2.078.102	1.765.076
Benefícios pós-emprego	24			854.067	850.931
Encargos setoriais	25			1.631	
Uso do bem público				436.449	407.226
Provisões	26	8.246	8.186	562.007	552.212
Provisão para passivo a descoberto	15			4.212	
Passivos financeiros setoriais	8			1.736.634	1.770.600
Compromissos futuros	13			133	141.445
Outras contas a pagar	14	10.761	3.249	135.567	97.200
Total do Passivo Não circulante		519.841	544.725	12.742.163	10.975.904
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	27.1	5.502.716	5.502.716	5.502.716	5.502.716
Reservas de capital		141.864	141.069	141.864	141.069
Reservas de lucros		5.365.110	5.365.110	5.365.110	5.365.110
Outros resultados abrangentes		(684.285)	(741.827)	(684.285)	(741.827)
Ações em tesouraria	27.2	(468.917)	(145.988)	(468.917)	(145.988)
Lucros acumulados		495.782		495.782	
		10.352.270	10.121.080	10.352.270	10.121.080
Participações não controladores	27.3			1.158.537	1.135.193
Total do Patrimônio líquido		10.352.270	10.121.080	11.510.807	11.256.273
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		11.639.696	11.423.901	31.002.291	30.291.259

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020
Receitas	28	735	705	4.006.219	3.605.294
Custos	29				
Custo do serviço de energia elétrica				(1.978.322)	(2.157.355)
Custo da produção da energia elétrica				(141.562)	(57.574)
Custo de operação				(304.640)	(290.995)
Custo do serviço prestado a terceiros				(505.817)	(335.056)
		-	-	(2.930.341)	(2.840.980)
Lucro bruto		735	705	1.075.878	764.314
Despesas e Receitas operacionais	29				
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD				(24.931)	(34.229)
Despesas gerais e administrativas		(28.411)	(24.715)	(146.625)	(151.703)
Outras despesas e receitas operacionais		(270)	322	(24.328)	(35.393)
		(28.681)	(24.393)	(195.884)	(221.325)
Resultado das participações societárias	15	541.552	312.575	68.350	(356)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		513.606	288.887	948.344	542.633
Resultado financeiro	30				
Receitas financeiras		7.118	10.513	83.404	95.018
Despesas financeiras		(25.503)	(28.919)	(293.386)	(195.689)
		(18.385)	(18.406)	(209.982)	(100.671)
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		495.221	270.481	738.362	441.962
Tributos sobre o lucro	31				
Imposto de renda e contribuição social correntes				(140.243)	(103.125)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		561	554	(72.817)	(36.150)
		561	554	(213.060)	(139.275)
Lucro líquido do período		495.782	271.035	525.302	302.687
Atribuível aos acionistas controladores		495.782	271.035	495.782	271.035
Atribuível aos acionistas não controladores				29.520	31.652
Resultado por ação atribuível aos acionistas	32				
Resultado básico por ação (reais/ações)					
ON		0,83449	0,44814	0,83449	0,44814
Resultado diluído por ação (reais/ações)					
ON		0,82888	0,44467	0,82888	0,44467

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
PERÍODOS FINDOS EM 31 DE MARÇO
 (Em milhares de reais)



	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Lucro líquido do período	495.782	271.035	525.302	302.687
Outros resultados abrangentes				
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego			44	
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias	57.542	(155.173)	56.286	(155.173)
Imposto de renda e contribuição social diferidos			(15)	
	57.542	(155.173)	56.315	(155.173)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Hedge de fluxos de caixa			1.859	
Imposto de renda e contribuição social diferidos			(632)	
	-	-	1.227	-
Resultado abrangente do período	553.324	115.862	582.844	147.514
Atribuível aos acionistas controladores	553.324	115.862	553.324	115.862
Atribuível aos acionistas não controladores			29.520	31.652

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
 (Em milhares de reais)



Período de 3 meses findos em 31 de março

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Ações em tesouraria	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total Controladora	Não controladores	Total Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2019	<u>4.682.716</u>	<u>139.578</u>	<u>5.059.602</u>	<u>(32.155)</u>	<u>(620.694)</u>	<u>-</u>	<u>9.229.047</u>	<u>1.102.550</u>	<u>10.331.597</u>
Ajuste de Avaliação Patrimonial		(399)					(399)	399	-
Dividendos destinados a não controladores							-	(3.594)	(3.594)
Opções de ações outorgadas		1.494					1.494		1.494
Lucro líquido do período						271.035	271.035	31.652	302.687
Reversão de reserva para destinação de dividendos	820.000		(820.000)				-		-
Outros resultados abrangentes									
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					(155.173)		(155.173)		(155.173)
Saldos em 31 de março de 2020	<u>5.502.716</u>	<u>140.673</u>	<u>4.239.602</u>	<u>(32.155)</u>	<u>(775.867)</u>	<u>271.035</u>	<u>9.346.004</u>	<u>1.131.007</u>	<u>10.477.011</u>

Período de 3 meses findos em 31 de março

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Ações em tesouraria	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total Controladora	Não controladores	Total Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2020	<u>5.502.716</u>	<u>141.069</u>	<u>5.365.110</u>	<u>(145.988)</u>	<u>(741.827)</u>	<u>-</u>	<u>10.121.080</u>	<u>1.135.193</u>	<u>11.256.273</u>
Ajuste de Avaliação Patrimonial		(399)					(399)	399	-
Dividendos destinados a não controladores							-	(6.575)	(6.575)
Opções de ações outorgadas		1.194					1.194		1.194
Recuperação de ações em tesouraria				(322.929)			(322.929)		(322.929)
Lucro líquido do período						495.782	495.782	29.520	525.302
Outros resultados abrangentes									
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias					57.542		57.542		57.542
Saldos em 31 de março de 2021	<u>5.502.716</u>	<u>141.864</u>	<u>5.365.110</u>	<u>(468.917)</u>	<u>(684.285)</u>	<u>495.782</u>	<u>10.352.270</u>	<u>1.158.537</u>	<u>11.510.807</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
PERÍODOS DE 3 MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO
(Em milhares de reais)



	Nota	Controladora		Consolidado	
		2021	2020	2021	2020
Fluxo de caixa das atividades operacionais					
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		495.221	270.481	738.362	441.962
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais					
Tributos diferidos	2		3	3.498	28.348
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD				24.931	34.229
Remuneração dos Ativos da concessão				(157.710)	(88.645)
Valor justo do ativo financeiro indenizável				(73.013)	(21.776)
Depreciações e amortizações	4.066	4.453		168.587	155.622
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados			124	17.913	12.786
Ganhos e perdas na alienação/desativação de bens e direitos				261	5.381
Juros e atualizações monetárias dos Empréstimos à receber	(2.476)	(1.180)		(3.062)	(1.180)
Direito de concessão - GSF				(23.296)	
Ativos e passivos financeiros setoriais				3.356	17.444
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre				2.693	1.293
Encargos de dívidas, variações monetárias e AVP sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	20.638	11.944		119.285	104.966
Uso do bem público - atualização monetária e AVP				39.456	9.343
Arrendamentos e aluguéis - atualização monetária e AVP	11	(499)		3.601	(1.058)
Provisão para plano de benefícios pós-emprego				15.989	17.289
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas	855	266		36.364	25.297
Provisões para licenças ambientais - atualização monetária e AVP				6.666	3.477
Compromissos futuros				(51.358)	
Resultado de participações societárias	(541.552)	(312.575)		(68.350)	356
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária				6.998	10.218
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária	(44)	(66)		(2.093)	(4.452)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(1.072)		(4.641)	(29.097)
Provisão (reversão) - Ressarcimento por Indisponibilidade				(988)	(24.170)
Outros		645	1.212	54.660	11.504
		<u>(22.634)</u>	<u>(26.909)</u>	<u>858.109</u>	<u>709.137</u>
(Aumento) diminuição de ativos operacionais					
Contas a receber				484.627	326.349
Ativos financeiros setoriais				39.398	43.483
Ativos da concessão				10.055	7.735
Imposto de renda e contribuição social a compensar	130	61.355		76.527	145.709
Outros tributos compensáveis	(685)	(2.022)		40.659	(85.257)
Estoques				(130.565)	(46.278)
Cauções e depósitos vinculados	3.211	(150)		2.220	(7.659)
Rendas a receber				1.859	3.879
Caixa e equivalentes de caixa - Investimento mantido para venda					(30.688)
Outros ativos operacionais			7.517	(34.704)	34.128
		<u>2.656</u>	<u>66.700</u>	<u>490.076</u>	<u>391.401</u>
Aumento (diminuição) de passivos operacionais					
Fornecedores	2.751	(1.183)		(690.074)	(725.825)
Passivos financeiros setoriais				(136.351)	(56.702)
Imposto de renda e contribuição social a recolher				(69.293)	(119.486)
Outros tributos a recolher	435	8.771		(15.458)	62.475
Benefícios pós-emprego				(12.856)	(9.488)
Encargos setoriais				(1.899)	(5.771)
Provisões	(795)	(662)		(19.476)	(20.316)
Uso do bem público				(9.098)	(7.554)
Outros passivos operacionais			18.934	1.765	55.996
		<u>21.325</u>	<u>(52.664)</u>	<u>(898.509)</u>	<u>(904.499)</u>
Caixa proveniente das (aplicados nas) atividades operacionais		<u>1.347</u>	<u>(12.873)</u>	<u>449.676</u>	<u>196.039</u>
Imposto de renda e contribuição social pagos				(159.754)	(85.028)
Caixa líquido proveniente das (aplicados nas) atividades operacionais		<u>1.347</u>	<u>(12.873)</u>	<u>289.922</u>	<u>111.011</u>
Fluxo de caixa das atividades de investimento					
Aquisição de investimento				(11.699)	
Dividendos e Juros sobre o capital próprio recebidos	106.750				
Títulos e valores mobiliários				(5.000)	(102.959)
Adiantamento para futuro aumento de capital	(72.930)				
Aumento de capital social em subsidiárias		(40.900)			
Adições aos ativos da concessão				(421.424)	(245.384)
Adições ao ativo financeiro indenizável					23
Adições ao Imobilizado e Intangível	(9.367)	(1.006)		(27.485)	(21.974)
Empréstimos a receber	(272)	(55.476)		(779)	(2.566)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de investimento		<u>24.181</u>	<u>(97.382)</u>	<u>(466.387)</u>	<u>(372.860)</u>
Fluxo de caixa das atividades de financiamento					
Cauções e depósitos vinculados				(5.987)	
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures				1.825.180	255.702
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos, derivativos e debêntures				(997.133)	(297.357)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos	(5.514)	(8.356)		(78.696)	(74.692)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos	(511)	(441)		(9.708)	(6.918)
Adiantamento para futuro aumento de capital por não controladores				3.800	
Recompra de ações em tesouraria		(322.929)		(322.929)	
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades de financiamento	36.1	<u>(328.954)</u>	<u>(8.797)</u>	<u>414.527</u>	<u>(123.265)</u>
Redução (aumento) líquido de caixa e equivalentes de caixa		<u>(303.426)</u>	<u>(119.052)</u>	<u>238.062</u>	<u>(385.114)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no final do período		603.778	529.426	2.973.921	2.253.496
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		907.204	648.478	2.735.859	2.638.610
		<u>(303.426)</u>	<u>(119.052)</u>	<u>238.062</u>	<u>(385.114)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP - ENERGIAS DO BRASIL S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
PERÍODOS DE 3 MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO
(Em milhares de reais)



	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Geração do valor adicionado	2.271	1.889	5.551.945	5.065.915
Receita operacional	744	720	4.660.447	4.576.455
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD			(24.931)	(34.229)
Receita relativa à construção de ativos próprios	1.527	1.006	41.391	21.397
Receita de Construção			568.624	355.758
Remuneração dos Ativos da concessão			118.627	88.632
Atualização do Ativo financeiro indenizável			73.013	21.776
Outras receitas		163	114.774	36.126
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(11.488)	(12.413)	(3.057.671)	(3.017.897)
Custos da energia comprada			(1.839.087)	(2.120.495)
Encargos de uso da rede elétrica			(356.080)	(276.955)
Materiais	(559)	(346)	(23.977)	(26.978)
Matéria-prima e insumos para produção energia elétrica			(143.282)	(57.574)
Serviços de terceiros	(8.159)	(10.067)	(127.933)	(136.119)
Custo de construção da infraestrutura			(500.771)	(329.873)
Outros custos operacionais	(2.770)	(2.000)	(66.541)	(69.903)
Valor adicionado bruto	(9.217)	(10.524)	2.494.274	2.048.018
Retenções				
Depreciações e amortizações	(4.065)	(4.426)	(174.535)	(160.812)
Valor adicionado líquido produzido	(13.282)	(14.950)	2.319.739	1.887.206
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras	7.401	10.975	118.708	108.390
Resultado da equivalência patrimonial	541.552	312.575	68.350	(356)
Valor adicionado total a distribuir	535.671	308.600	2.506.797	1.995.240
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remuneração direta	9.454	6.204	81.347	81.924
Benefícios	1.993	592	26.038	25.774
FGTS	609	823	7.644	8.864
Impostos, taxas e contribuições				
Federais	978	626	736.918	676.561
Estaduais	106		695.082	652.295
Municipais	535	151	7.041	7.064
Remuneração de capitais de terceiros				
Juros	25.503	28.919	427.513	236.941
Aluguéis	711	250	(88)	3.130
Remuneração de capital próprio				
Participações dos não controladores			29.520	31.652
	39.889	37.565	2.011.015	1.724.205
Lucros retidos	495.782	271.035	495.782	271.035
	535.671	308.600	2.506.797	1.995.240

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



1 Contexto

1.1 Operacional

A EDP - Energias do Brasil S.A. (Companhia, Controladora ou EDP - Energias do Brasil), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 24 de julho de 2000, com sede no município de São Paulo, tem como objeto social: (i) participar em outras sociedades, como acionista ou quotista, bem como prestar serviços em negócios e empreendimentos do setor energético, no Brasil ou no exterior; (ii) gerir ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades; (iii) estudar, planejar, desenvolver e implantar projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades; e (iv) prestar serviços em negócios do setor energético no Brasil ou no exterior.

As ações da Companhia, sob o código "ENBR3", estão registradas no mais elevado nível de Governança Corporativa da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, denominado Novo Mercado. Adicionalmente, as ações da Companhia integram as carteiras dos seguintes índices na B3: Índice Bovespa - Ibovespa e Índice de Energia Elétrica - IEE.

A Companhia possui as seguintes participações nas controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas:

Empresas	Classificação	Consolidação	% Participação				
			31/03/2021		31/12/2020		
			Direta	Indireta	Direta	Indireta	
Distribuição							
EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (EDP Espírito Santo)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (EDP São Paulo)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
Geração							
Energest S.A. (Energest)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
Enerpeixe S.A. (Enerpeixe)	Controlada	integral	60,00	-	60,00	-	
Investco S.A. (Investco)	Controlada	integral	-	40,78	-	40,78	
Lajeado Energia S.A. (Lajeado)	Controlada	integral	55,86	-	55,86	-	
Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
Resende Engenharia e Assessoria Ltda. (Resende)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
Companhia Energética do Jari - (CEJA)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (Cachoeira Caldeirão)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	
Empresa de Energia São Manoel S.A. (São Manoel)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	33,334	-	33,334	-	
Comercialização							
EDP Comercialização e Serviços de Energia Ltda. (EDP Comercializadora)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
EDP Comercialização Varejista Ltda. (EDP Varejista)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
Transmissão							
EDP Transmissão Aliança SC S.A. (EDP Transmissão Aliança)	Controlada	integral	90,00	-	90,00	-	
EDP Transmissão Litoral Sul S.A. (EDP Transmissão Litoral Sul)	Controlada	integral	-	100,00	-	100,00	
EDP Transmissão MA I S.A. (EDP Transmissão MA I)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
EDP Transmissão MA II S.A. (EDP Transmissão MA II)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
EDP Transmissão S.A. (EDP Transmissão)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
EDP Transmissão SP-MG S.A. (EDP Transmissão SP-MG)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
Serviços							
EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. (EDP GRID)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
EDP Soluções em Energia S.A. (EDP Soluções)	Controlada	integral	-	100,00	-	100,00	
UFV SP V Equipamentos Fotovoltaicos LTDA. (UFV SP V Equipamentos)	Controlada	integral	-	100,00	-	-	
Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica S.A. (Pecém OM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	
Porto do Pecém Transportadora de Minérios S.A. (Pecém TM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	
Blue Sol Participações S.A. (Blue Sol) (Nota 4.6)	Coligada	por equivalência patrimonial	-	28,05	-	-	
Outros							
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC)	Coligada com influência significativa	por equivalência patrimonial	29,90	-	29,90	-	
EDP Ventures Brasil S.A. (EDP Ventures)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	
Mabe Construções e Administração de Projetos Ltda. (Mabe)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	
Comercializadora de equipamentos y materiales Mabe Ltda. (Mabe Chile)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial pela Mabe Construções	-	50,00	-	50,00	

1.2 Estratégias ESG - Environmental, Social and Governance

A Companhia integra, há 15 anos, o Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo *benchmark* no desempenho da carteira nas dimensões Geral, Natureza do Produto, Econômico, Ambiental e Social, indicando a solidez da sua estratégia de sustentabilidade. O ISE é uma ferramenta de análise comparativa e reflete o retorno de uma carteira composta por ações de companhias com os melhores desempenhos de aspectos ESG, sendo referência para o investimento socialmente responsável. O ESG é um conjunto de práticas ambientais, sociais e de governança que pode ser usado para guiar investimentos e escolhas de consumo focadas em sustentabilidade. A Companhia mantém o seu compromisso em contribuir para 9 dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS da Organização das Nações Unidas - ONU, sendo eles: Igualdade de gênero; Energia acessível e limpa; Trabalho decente e crescimento econômico; Indústria, Inovação e Infraestrutura; Cidades e comunidades sustentáveis; Consumo e produção responsáveis; Ação contra a mudança global do clima; Vida terrestre e; Parcerias e meios de implementação.

A visão do Grupo EDP - Energias do Brasil em ser uma empresa global de energia, líder na transição energética com vista à criação de valor superior, traduz a intrínseca relação entre os negócios e a sustentabilidade. Esta visão foi reforçada no Plano Estratégico 2019-2022, que é composto por 5 pilares, sendo: (i) crescimento acelerado e focado; (ii) otimização contínua de portfólio; (iii) balanço sólido e perfil de baixo risco; (iv) eficiente e digital e; (v) remuneração atraente aos acionistas. Além de objetivos e metas para 2022, de forma a dar continuidade às metas de 2020, estabelece uma Ambição clara para 2030, focada na descarbonização e no seu posicionamento na liderança da transição energética acelerada.

2 Outorgas

Nas concessões, registros e autorizações as companhias têm ampla liberdade na direção de seus negócios, incluindo medidas relativas a investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições constantes nos contratos de concessão, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do Poder Concedente e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na geração, distribuição e na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

Também é estabelecido que, extinta a concessão a autorização ou o registro, operar-se-á, de pleno direito, a reversão ao Poder Concedente, dos bens e instalações vinculados a prestação dos serviços, procedendo-se os levantamentos e as avaliações necessárias pelo órgão regulador.

A Resolução ANEEL nº 691/15 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados à concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

Em 31 de março de 2021 as controladas e controladas em conjunto da Companhia possuem o direito de explorar as seguintes outorgas de geração, transmissão e distribuição de energia:

Em operação

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade Instalada (MWm) (*)	Energia assegurada (MWm) (*)	Início	Término	Prorrogação	Indenização
Distribuição										
EDP Espírito Santo		Serviço Público	Concessão	ES			17/07/1995	17/07/2025	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
EDP São Paulo		Serviço Público	Concessão	SP			23/10/1998	23/10/2028	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Geração										
Cachoeira Caldeirão	UHE Cachoeira Caldeirão	Produtor Independente	Concessão	AP	219,00	129,70	29/05/2013	29/05/2048	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)
CEJA	UHE Santo Antônio do Jari	Produtor Independente	Concessão	PA/AP	392,95	222,00	21/12/1987	31/12/2044	20 anos	(i)
Energest	UHE Mascarenhas	Serviço Público	Concessão	ES/MG	198,00	134,80	14/07/1995	16/07/2025	A critério da Aneel poderá ser prorrogada por mais 20 anos	(i)
Enerpeixe	UHE Peixe Angical	Produtor Independente	Concessão	TO	498,75	280,50	07/11/2001	07/11/2036	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Investco	UHE Luiz Eduardo Magalhães	Produtor Independente	Concessão	TO	902,50	505,10	15/01/1998	15/01/2033	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Porto do Pecém	UTE Porto do Pecém I	Produtor Independente	Autorização	CE	720,27	645,30	01/07/2008	01/07/2043	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(iii)
São Manoel	UHE São Manoel	Produtor Independente	Concessão	PA	735,84	430,40	10/04/2014	10/04/2049	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)
Transmissão										
Empresa	Extensão da linha	Modalidade	Outorga	Estado	Descrição da Linha	Início	Término	Prorrogação	Indenização	
EDP Transmissão	113 Km	Serviço Público	Concessão	ES	LT230kV; SE 230/138-3.8 kV	10/02/2017	09/02/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)	
EDP Transmissão MA II	203 km	Serviço Público	Concessão	MA	2 LT 230 kV; SE 230/69 kV	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)	
Operação parcial (Nota 4.7)										
Empresas	Extensão da linha	Modalidade	Outorga	Estado	Descrição da Linha	Início	Término	Prorrogação	Indenização	
Transmissão										
EDP Transmissão MA I	123 Km	Serviço Público	Concessão	MA	2 LT 500 kV; SE 500/230/69 kV; SE 500/230 kV	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)	
Em fase de projeto/construção										
Empresas	Extensão da linha	Modalidade	Outorga	Estado	Descrição da Linha	Início	Término	Prorrogação	Indenização	
Transmissão										
EDP Transmissão Aliança	484,5 km	Serviço Público	Concessão	SC	3 LT 525kV; 2 LT 230kV; SE 525/230 kV	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)	
EDP Transmissão SP-MG	375 km	Serviço Público	Concessão	SP/MG	LT 500 kV	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)	
EDP Transmissão Litoral Sul	142 km	Serviço Público	Concessão	SC/RS	3 LT 230kV; SE 230/69 kV; SE 230/138/69 kV	27/06/2016	27/06/2046	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)	

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

(i) No advento do termo final do Contrato de Concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e apurados em auditoria da mesma.

(ii) No advento do termo final do Contrato de Concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos posteriores, não previstos no projeto original e ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. O valor será apurado mediante auditoria própria do Poder Concedente.

(iii) Não existe previsão de indenização.

Adicionalmente a coligada CELESC, a qual a Companhia possui participação minoritária com influência significativa, detém o controle dos seguintes outorgas:

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade Instalada (MWm) (i)	Energia assegurada (MWm) (i)	Término da concessão
Distribuição							
Celesc Distribuição S.A. – Celesc D		Serviço Público	Concessão	SC			07/07/2045
Gás natural							
Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS		Serviço Público	Concessão	SC			28/03/2044
Geração							
	UHE Garcia	Produtor Independente	Concessão	SC	8,92	7,10	07/07/2045
	UHE Pery	Produtor Independente	Concessão	SC	30,00	14,08	09/07/2047
Celesc Geração S.A. – Celesc G	UHE: Palmeiras, Bracinho, Cedros e Salto	Produtor Independente	Concessão	SC	54,28	36,24	07/11/2046
	PCH Celso Ramos	Produtor Independente	Concessão	SC	5,62	3,80	17/03/2035
	CGH: Caveiras, Ivo Silveira, Pirai, São Lourenço e Rio do Peixe	Produtor Independente	Concessão	SC	8,15	5,97	(ii)
Total					106,97	67,19	

Outros projetos de expansão de propriedade integral da coligada Celesc G estão em fase de revisão para ampliação e reativação conforme tabela a seguir:

Descrição	Localização	Final da Concessão	Potência Instalada (MW) (i)	Acréscimo de Potência (MW) (i)	Potência Final (MW) (i)	Status
PCH Celso Ramos	Faxinal dos Guedes/SC	17/03/2035	5,62	8,30	13,92	Em construção
Usina Salto Weissbach	Blumenau/SC	07/11/2046	6,28	23,00	29,28	Licenciamento Ambiental
Usina Cedros Etapas 1 e 2	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	8,40	4,50	12,90	Revisão de Projeto Básico
Usina Palmeiras	Rio dos Cedros/SC	07/11/2046	24,60	0,75	25,35	Revisão de Projeto Básico
CGH Marumí	São José/SC	(ii)		1,00	1,00	Licenciamento Ambiental
CGH Caveiras	Lages/SC	(ii)	3,83	10,00	13,83	Estudo de Inventário
Total			48,73	47,55	96,28	

As informações apresentadas acima foram extraídas das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020, divulgadas ao mercado em 12 de março de 2021.

(i) Não revisado pelos auditores independentes.

(ii) Usinas com potência instalada inferior a 5MW estão dispensadas do ato de Concessão (Lei no 13.360/16).

3 Base de preparação

3.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional de contabilidade IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais – ITR e legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das informações contábeis intermediárias.

A Administração avaliou a capacidade da Companhia e de suas controladas em continuar operando normalmente e está convencida de que ela e suas controladas possuem recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia e das controladas não têm conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas informações contábeis intermediárias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

A Administração da Companhia afirma que todas as informações relevantes próprias das informações contábeis intermediárias, e somente elas, estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

A Diretoria da Companhia e suas controladas autorizou a emissão das informações contábeis intermediárias em 15 de abril de 2021. Após esta data, as alterações somente poderão ser efetuadas pelo Conselho de Administração.

Estas informações contábeis intermediárias foram elaboradas seguindo os princípios, métodos e critérios uniformes em relação àqueles adotados no encerramento do último exercício social em 31 de dezembro de 2020.

Algumas notas explicativas não estão sendo apresentadas no sentido de evitar repetições de informações já divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2020. Consequentemente, estas informações contábeis intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais divulgadas à CVM em 19 de fevereiro de 2021. Segue abaixo a relação das notas explicativas nessa situação:

Número da nota explicativa em 31/12/2020	Título da nota explicativa	Justificativa
2.1	Contratos de concessão de Distribuição, Geração e Transmissão	(a)
3.8	Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes	(b)
9.6	Parcelamentos	(b)
13	Cauções e depósitos vinculados	(b)
14	Dividendos	(b)
16.8	Títulos a receber	(b)
24.2	Energia livre	(a)
29	Uso do Bem Público - UBP	(b)
30	Ressarcimento por indisponibilidade	(b)
32.3	Reservas	(b)
32.3.1.1	Características dos Planos de Remuneração Baseado em Ações	(a)
32.4	Outros resultados abrangentes	(b)
32.6.1	Partes beneficiárias	(b)

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Número da nota explicativa em 31/12/2020	Título da nota explicativa	Justificativa
36.2	SUDAM e SUDENE	(b)
38.1.1.1	Ativos financeiros	(c)
38.1.1.2	Passivos financeiros	(c)
38.1.2	Valor justo	(c)
38.1.2.1	Mensuração a valor justo	(c)
41	Cobertura de seguros	(b)

(a) Nota explicativa idêntica à divulgada nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020.

(b) Não houve alteração no contexto da nota explicativa, sendo as variações dos valores referentes ao período findo em 31 de março de 2021, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, considerados imateriais pela Administração da Companhia.

(c) Não houve alteração no contexto da nota explicativa, desta forma, os textos não estão sendo apresentados.

3.2 Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia e suas controladas estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

3.3 Base de mensuração

As informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor exceto: (i) determinados ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, conforme demonstrado na nota 33.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial (Nota 24).

3.4 Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia e de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia e suas controladas revisam as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente e a redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na nota 3.7.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das informações contábeis intermediárias, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise de redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.7); Fornecimento não faturado (Nota 7); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Nota 7); Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 7.7); Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 8); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (Nota 10); Compromissos futuros (Nota 13); Ativos da concessão (Nota 17); Ativo Financeiro Indenizável (Nota 18); Avaliação da vida útil do Imobilizado e do Intangível (Notas 19 e 20); Planos de benefícios pós-emprego (Nota 24); Provisões para contingências (Nota 26.1); Provisões necessárias para custos relacionados à licenças ambientais (Nota 26.2); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros.

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia e de suas controladas, que operam no Brasil, é o Real e as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas são apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.6 Informações contábeis intermediárias consolidadas

As informações contábeis intermediárias consolidadas foram preparadas de acordo com as normas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações consolidadas aprovada pela Deliberação CVM nº 698/12, abrangendo a Companhia e suas controladas (Nota 15).

As controladas diretas e indiretas são consolidadas desde a data de aquisição, que corresponde à data na qual a Companhia obteve o controle, e serão consolidadas até a data que cessar tal controle.

As principais práticas de consolidação adotadas foram as seguintes:

- Eliminação do investimento da Controladora nas suas controladas.
- Eliminação dos saldos das contas entre a Controladora e as suas controladas, bem como das contas mantidas entre estas controladas.
- Destaque aos acionistas não controladores nos balanços patrimoniais, nas demonstrações do resultado e nas demonstrações dos resultados abrangentes.
- As combinações de negócios são consideradas no momento da aquisição do controle de um negócio, sendo os montantes reconhecidos mensurados a valor justo com base em laudos de avaliação elaborados por avaliadores independentes.
- Consolidação de entidades com investimento inferior a 50%: a Companhia é controladora indireta da Investco, com 40,78% de participação, devido ao controle direto da Lajeado com 55,86% que, por sua vez, detém 73% do capital votante da Investco, assegurando o poder de controle das atividades da mesma, bem como, da sua consolidação integral nas demonstrações financeiras.
- Coligada com influência significativa: a Companhia detém 29,90% da participação no capital total e 33,11% de participação no capital votante da CELESC, possuindo 3 assentos no Conselho de Administração e 1 assento no Conselho Fiscal (Nota 16.2) e 28,05% da participação no capital total da Blue Sol (Nota 4.6).
- As datas das demonstrações financeiras das controladas e controladas em conjunto utilizadas para o cálculo da equivalência patrimonial e para a consolidação coincidem com as da Companhia. Em relação a coligada CELESC, sociedade anônima com ações negociadas na B3 e que segue as normas da CVM, o cálculo de equivalência patrimonial utiliza as demonstrações financeiras com defasagem em relação a data-base apresentada, uma vez que o calendário de divulgação das demonstrações financeiras da Companhia antecede ao calendário de divulgação da coligada.
- Acordos de controle compartilhado: a Companhia detém 50% do direito a voto nos empreendimentos, Pecém TM, Pecém OM, Mabe, CEJA e Cachoeira Caldeirão e 33,334% em São Manoel. A Companhia detém o controle conjunto nestes empreendimentos pois, conforme os acordos contratuais, é requerido consenso unânime entre todas as partes dos acordos para todas as atividades relevantes.

Os acordos conjuntos da Companhia estão estruturados na forma de sociedades anônimas de capital fechado e, segundo os acordos contratuais, confere a Companhia e às outras partes dos acordos direitos aos ativos líquidos das sociedades anônimas de capital fechado. Por essa razão, esses acordos são classificados como empreendimentos controlados em conjunto (*joint venture*) e não são consolidados nas informações contábeis intermediárias.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



3.7 Redução ao valor recuperável

A Administração da Companhia e de suas controladas revisam o valor contábil líquido de seus ativos com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, sendo a mesma reconhecida em contrapartida do resultado.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida pode ser revertida caso haja uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo, sendo a mesma também reconhecida no resultado.

• Ativos financeiros e Ativos contratuais

São avaliados no reconhecimento inicial com base em estudo de perdas esperadas e quando há evidências de perdas não recuperáveis. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo e que, eventualmente, tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento. Atualmente, a rubrica que apresenta saldos relevantes de redução ao valor recuperável é a de Contas a receber e, para mais informações sobre os critérios e premissas utilizadas nas estimativas dos valores, vide nota 7.7.

• Ativo não financeiro

A revisão dos valores de ativos não financeiros da Companhia é efetuada pelo menos anualmente, ou com maior periodicidade se a Administração da Companhia e de suas controladas identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

A Administração da Companhia avaliou os possíveis impactos oriundos da pandemia da COVID-19 (Nota 4.8) em relação a sua posição patrimonial e financeira, com o objetivo de identificar a existência de fatores que requerem a realização de teste relativo ao valor recuperável de seus ativos não financeiros. Como resultado dessa avaliação, a Administração da Companhia concluiu com base em suas análises, que nesse momento, não há fatores que requerem a realização de um novo teste e, conseqüentemente, não há indicativos quanto a necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos seus ativos não financeiros.

Adicionalmente, em relação ao acima destacado, a Administração da Companhia analisou o risco de continuidade operacional de todos seus investimentos, tendo levado em consideração substancialmente as cláusulas de equilíbrio econômico financeiro das controladas de distribuição, a garantia de receitas das transmissoras, a proteção contra redução por Força Maior dos contratos regulados da geração, bem como as ações legais que vem sendo tomadas pelo Governo Federal e ANEEL, concluindo assim pela segurança de continuidade operacional da Companhia e de suas controladas.

4 Eventos significativos no período

4.1 Liberações e captações de recursos

Durante o 1º trimestre de 2021, as controladas obtiveram os seguintes recursos:

Consolidado							
Empresa	Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade	
EDP Espírito Santo	Cédula de Câmbio - MFUG	jan/21	jan/23	300.000	CDI + 1,13% a.a.	Capital de Giro	
	Debêntures - 10ª Emissão	fev/21	jul/25	500.000	CDI + 1,15% a.a. (*)	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	
EDP São Paulo	Debêntures - 11ª Emissão	fev/21	jan/26	700.000	CDI + 1,50% a.a. (*)		
Enerpeixe	Debêntures - 4ª Emissão	mar/21	mar/26	275.000	CDI + 1,75% a.a.	Capital de Giro	
EDP Transmissão MA I	BNB - Banco do Nordeste do Brasil	3ª liberação	jan/21	jul/43	15.237	IPCA + 2,7877%	Investimento no Projeto do Lote 07
				14.919	IPCA + 2,2809%		
		4ª liberação	mar/21	jul/43	16.376	IPCA + 2,7877%	
				16.034	IPCA + 2,2809%		
				1.837.566			

Para mais informações sobre os recursos recebidos acima, vide notas 22 e 23.

(*) As debêntures das controladas EDP Espírito Santo e EDP São Paulo foram captadas a IPCA + 3,26% e IPCA + 3,91% respectivamente e foram efetuados swaps para CDI, como demonstrado acima. Maiores informações vide nota 33.1.2.

4.2 EDP Energias do Brasil - Agenda ESG

• Em 05 de janeiro de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que integrou pela primeira vez o Índice Carbono Eficiente ("ICO2") da B3. A nova carteira do ICO2 terá vigência de 04 de janeiro de 2021 à 30 de abril de 2021, sendo rebalanceada a cada quatro meses, seguindo as atualizações do IBrX 100. O índice reúne 62 ações de 58 companhias listadas na B3, que juntas representam R\$3,3 trilhões em valor de mercado.

O ICO2 foi criado em 2010 com propósito de ser um instrumento indutor das discussões sobre mudança do clima no Brasil. Até 2019 eram convidadas para participar do processo as companhias integrantes do IBrX 50. A partir de 2020, em um processo de revisão da metodologia, a B3 passou a convidar as companhias do IBrX 100 para composição das carteiras a partir de 2021.

A adesão ao ICO2 pela EDP - Energias do Brasil reforça os compromissos que a Companhia já havia assumido em junho de 2020 com as Nações Unidas – "1,5°C Business Ambition" e "Recover Better", que reiteram os seus objetivos com a busca pela redução da emissão de gases que provocam o efeito estufa e que visam conter os efeitos do aquecimento global, fortalecendo o seu compromisso com o desenvolvimento ético e sustentável dos seus negócios.

• Em fevereiro, a Companhia foi a primeira empresa do setor de energia na América Latina e de grande porte no Brasil a ter sua meta de redução de emissões de CO2 aprovada pela iniciativa internacional *Science Based Targets* (SBTi), entidade que mobiliza empresas a assumirem compromissos de diminuição da liberação e de gases relacionados ao efeito estufa de forma baseada na ciência.

• Em abril, a Companhia foi certificada com o selo *Women on Board*, iniciativa que conta com apoio do ONU Mulheres para incentivar o aumento da equidade de gênero na alta liderança. Este reconhecimento foi resultado da estratégia de Inclusão e Diversidade, uma das metas estipuladas para 2022 (Nota 1.2).

**4.3 EDP – Energias de Portugal - Conselho de Administração**

Em 19 de janeiro de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, nesta data a sua Controladora EDP – Energias de Portugal, S.A. realizou sua Assembleia Geral de Acionistas (“AGA”) elegendo os membros que irão compor seu Conselho de Administração Executivo (“CAE”) para o mandato 2021-2023, tendo sido eleitos o Eng. Miguel Stilwell de Andrade, como Presidente do CAE, Eng. Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas, Eng. Rui Manoel Rodrigues Lopes Teixeira, Dra. Vera Pinto Pereira e Dra. Ana Paula Garrido Pina Marques para o referido mandato. A Companhia convocou em Assembleia Geral Extraordinária - AGE realizada em 19 de fevereiro de 2021 as seguintes deliberações:

(i) nomeação, para o mandato em curso, do Sr. Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas para o cargo de Presidente do Conselho de Administração (em substituição ao Sr. António Luis Guerra Nunes Mexia);

(ii) nomeação, para o mandato em curso, do Sr. João Manuel Veríssimo Marques da Cruz como CEO da Companhia, bem como Vice-Presidente do Conselho de Administração;

(iii) aumentar o número de membros do Conselho de Administração da Companhia, para o mandato em curso, de 8 para 9 membros;

(iv) eleger o Sr. Rui Manuel Rodrigues Lopes Teixeira (em substituição ao Sr. Miguel Stilwell de Andrade), a Sra. Vera Pinto Pereira e a Sra. Ana Paula Garrido Pina Marques para as 3 vagas do Conselho de Administração da Companhia que serão deliberadas em Assembleia Geral; e

(v) reforma do Estatuto Social da Companhia para ampliar o número máximo de Diretores da Companhia para 6 Diretores Estatutários e instituir o cargo de Diretor Vice-Presidente Ambiental, Social e de Governança (ESG).

A Administração da Companhia registra que permanece a orientação estratégica conforme aprovada em seus órgãos sociais, mantendo seu compromisso com a criação de valor para todos os seus acionistas e com o desenvolvimento ético e sustentável dos seus negócios.

4.4 EDP – Energias do Brasil - Aquisição de Linha de Transmissão no Maranhão

Em 11 de fevereiro de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, na data de 10 de fevereiro de 2021, assinou contrato de compra e venda com o consórcio formado pela I.G. Distribuição e Transmissão de Energia S.A e ESS Energias Renováveis LTDA para aquisição de 100% das quotas da Mata Grande Transmissora de Energia LTDA (“MGTE”).

O consórcio arrematou o lote 18, no Leilão de Transmissão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 002/2018, realizado pela ANEEL em 28 de junho de 2018, com 23,63% de deságio sobre a RAP máxima.

A MGTE é composta por uma linha de transmissão de 230 kV com 113 km de extensão no estado do Maranhão. O projeto já possui licença de instalação e deverá entrar em operação com antecipação frente ao cronograma da ANEEL, de setembro de 2022. A linha está próxima aos lotes 11 e 7, este em fase final de desenvolvimento, o que permitirá sinergias de construção e operação.

O investimento total estimado é de R\$88,5 milhões, considerando o valor de aquisição e o CapEx total, bem como os benefícios fiscais. A RAP é de R\$8,4 milhões caracterizando um rácio de 9,4% RAP/CAPEX. A alavancagem foi estimada em aproximadamente 80%, sendo o regime tributário da MGTE o de lucro presumido. A operação está sujeita à aprovação pelo CADE e pela ANEEL.

4.5 EDP GRID - Aquisição de portfólio de geração distribuída da AES Tietê Energia S.A.

Em 25 de fevereiro de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, nesta data, assinou através de sua controlada EDP GRID, um contrato de compra e venda com a AES TIETÊ ENERGIA S.A. para aquisição de 100% das quotas, com direito de voto, representativas do capital social da AES Inova Soluções de Energia Ltda. (“AES Inova” e “Operação”), e suas respectivas subsidiárias, a AES Tietê Inova Soluções de Energia I Ltda. e a AES Tietê Inova Soluções de Energia II Ltda..

A AES Inova é uma plataforma de investimento em geração solar distribuída detentora de um portfólio de aproximadamente 34 MWp localizados nos estados do Rio Grande do Sul, São Paulo e Minas Gerais, em diferentes estágios de desenvolvimento. Deste total, aproximadamente 16 MWp referem-se a empreendimentos contratados e em operação comercial, garantindo acréscimo de receita no curtíssimo prazo. Os demais 18 MWp são caracterizados por projetos *ready to build* em Minas Gerais, que permitirão à Companhia o desenvolvimento da obra, a contratação em um mercado estratégico e o aproveitamento de sinergias operacionais com outros ativos na região.

O investimento total estimado é de R\$177 milhões, considerando o valor de aquisição de R\$101,7 milhões, a ser pago na data de fechamento da Operação, e o Capex estimado para o desenvolvimento dos Projetos. A conclusão da operação, prevista para ocorrer no segundo trimestre de 2021, está sujeita à verificação de condições precedentes regulatórias, além de outras medidas de natureza fundiária e ambiental necessárias para o desenvolvimento dos projetos.

4.6 EDP Ventures - Conclusão do Investimento na Blue Sol Participações S.A.

Em 04 de março de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, nesta data, na sequência do Comunicado ao Mercado divulgado em 28 de dezembro de 2020, foi concluído o Acordo de Investimentos para aquisição de 28,05% do capital votante da Blue Sol Participações S.A. (“Blue Sol”), detentora da Blue Sol Energia Solar LTDA., Blue Sol Franquia LTDA. e Blue Sol Educacional LTDA., através de sua controlada EDP Ventures, tendo ainda a opção de adquirir o seu controle após 3 anos e meio após a presente data.

4.7 EDP Transmissão MA I - Entrada em Operação Parcial

Em 23 de março de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, nesta data, concluiu as etapas necessárias para a energização e integração ao Sistema Interligado Nacional de um dos dois trechos do Lote 07 de linha de transmissão de energia. Nesta primeira etapa estão contempladas a linha que conecta as subestações São Luís IV e São Luís II. A entrega do trecho está antecipada em 17 meses frente ao calendário da ANEEL, o que irá gerar receitas antecipadas, superando a expectativa de retorno prevista à época do leilão.

4.8 COVID-19 (pandemia do novo Coronavírus)

A Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou, em 11 de março de 2020, que o mundo encontra-se em uma pandemia do novo Coronavírus (COVID-19), doença causada pelo coronavírus SARS-CoV-2. As incertezas geradas pela disseminação da COVID-19 provocam intensa volatilidade nos mercados financeiros e de capitais mundiais.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



4.8.1 Medidas de Assistência Governamental iniciadas em 2020 com impactos no período de 2021

Publicação	Descrição	Status
Resoluções Normativas - REN ANEEL nº 878 de 24/03/2020, nº 886 de 15/06/2020 e nº 891 de 21/07/2020	A REN ANEEL nº 878 visava estabelecer a preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Decretos nº 10.282 e nº 10.288, de 2020 e o art. 11 da REN ANEEL nº 414/2010, onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais rural e baixa renda. A REN ANEEL nº 891 revisou a REN ANEEL nº 878, tendo como novas regras a partir de 1º de agosto de 2020: (i) diversas atividades de prestação de serviços ao consumidor devem ser retomadas pelas distribuidoras; (ii) manter a vedação de cortes de energia por falta de pagamento para os consumidores classificados como Baixa Renda enquanto durar o estado de emergência da pandemia; e (iii) volta a ser permitida a possibilidade de cortes de energia por falta de pagamento para consumidores residenciais e serviços e atividades considerados essenciais, onde a distribuidora deve enviar ao consumidor nova notificação sobre existência de pagamentos pendentes, ainda que já tenha encaminhado em período anterior para o mesmo débito.	Revogadas pela REN ANEEL nº 928/21 (Nota 4.8.2)
Resolução Normativa - REN ANEEL nº 885 de 23/06/2020 (Conta-covid)	A REN ANEEL nº 885, aprovou a regulamentação do Decreto nº 10.350/2020 da Conta-covid. A conta foi instituída pela MP nº 950, com objetivo de dar liquidez financeira ao setor e aliviar os consumidores de impactos tarifários no ano de 2020. A dinâmica da referida conta está fundamentada em antecipar ativos setoriais constituídos pelas empresas e que já seriam repassados às tarifas dos consumidores nos processos ordinários. Dessa forma, a operação garantiu o repasse desses ativos setoriais às distribuidoras, permitindo a manutenção da fluidez financeira da cadeia do setor elétrico, de maneira que, ao mesmo tempo, evitou impactos tarifários elevados aos consumidores nos processos tarifários de 2020, cujos custos da Conta-covid deverão ser diluídos num prazo de 54 meses. O total de recursos disponíveis para a operação foi de até R\$16,2 bilhões. Em 03 de julho de 2020 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, em reunião do Conselho de Administração, realizado naquela data, foi decidido pela adesão ao Termo de Aceitação da Resolução Normativa nº 885/2020, referente ao Decreto nº 10.320/2020. O valor total requerido foi de R\$573.711, sendo R\$354.288 referente à EDP São Paulo e R\$219.423 à EDP Espírito Santo, referente a Ativos Regulatórios de Parcela A, sendo os limites de recebimento calculados pela ANEEL tendo como referência os itens de mercado e inadimplência. Os recursos da Conta-covid foram repassados às distribuidoras através de operação financeira sob coordenação da CCEE em 31 de julho de 2020. Os montantes supracitados foram incorporados como componente financeiro negativo na base do Reajuste Tarifário Anual, cuja contribuição para a amenizar o efeito para os consumidores foi de -6,64% na EDP Espírito Santo e -8,50% na EDP São Paulo.	A definição dos prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE, realizou-se por meio do DSP ANEEL nº 181/21 (Nota 4.8.2)

4.8.2 Medidas de Assistência Governamental adotadas em 2021

Durante o 1º trimestre de 2021, foram homologados os seguintes normativos que impactaram a Companhia:

Publicação	Descrição	Status
Despacho - DSP ANEEL nº 181 de 27/01/2021	O DSP ANEEL nº 181, definiu os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE devido pelas distribuidoras no âmbito da Conta-covid, visando a amortização da operação de crédito contratada pela CCEE para ajudar o caixa das distribuidoras, conforme os termos da REN ANEEL nº 885/2020. O encargo mensal total é de aproximadamente R\$429 milhões às distribuidoras que aderiram ao Termo de Aceitação da referida Resolução e devem ser recolhidos mensalmente à CCEE a partir do processo tarifário ordinário de 2021, com pagamento até o décimo dia do mês subsequente.	Este Despacho foi revogado em 05 de abril de 2021 conforme citado na nota 37.1
Resolução Normativa - REN ANEEL nº 928 de 26/03/2021	A REN ANEEL nº 928 visa estabelecer medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais de baixa renda (Nota 4.8.1.1).	Esta Resolução tem vigência da data de sua publicação até 30 de junho de 2021
Despacho - DSP ANEEL nº 904 de 30/03/2021	A ANEEL aprovou o Despacho que destina os recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE, geridos pelas controladas, para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, sendo o recolhimento na data base de 31 de agosto de 2020 e seus respectivos percentuais aplicáveis entre 1º de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2025 (Corrente) sob as obrigações devidas aos programas. Com a regulamentação a Agência toma as providências necessárias para a liberação de R\$2,23 bilhões em 2021 com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária, como medida de mitigação dos impactos econômicos provenientes da pandemia da COVID-19.	O percentual de repasse de P&D e EE das controladas destinado à CDE é de até 30% (Nota 25)

4.8.3 Medidas adotadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil para mitigação dos impactos da COVID-19

No decorrer de 2020, a Administração do Grupo EDP - Energias do Brasil atuou de forma tempestiva seguindo uma estratégia dividida em três fases chamada de 3Rs (Reação, Recuperação e Reformulação), a fim de mitigar os impactos da COVID-19, focado na adaptação frente ao novo cenário. Na fase Reação, o Grupo criou um Comitê de Crise e definiu três prioridades de atuação no combate à crise: (i) proteger vidas; (ii) proteger a Companhia; e (iii) apoiar a sociedade. Na fase Recuperação, foi criado o Plano de Recuperação de Resultados, composto por 57 iniciativas destinadas a recuperar e garantir o desempenho econômico-financeiro. Na fase Reformulação, foi criado o Comitê de Oportunidades, no qual foram definidas 7 áreas de atualização, com um olhar voltado para o futuro, a fim de encontrar novas oportunidades a partir dos aprendizados trazidos pela crise.

Em apoio à sociedade, durante 2020, o Grupo EDP - Energias do Brasil destinou mais de R\$10 milhões à compra de respiradores e EPIs para a rede pública de saúde, à realização de obras elétricas de campanha e à doação de 350 toneladas de alimentos e kits de higiene pessoal a comunidades vulneráveis e povos indígenas. Ao todo, essas iniciativas beneficiaram mais de 400 mil pessoas em todo o Brasil.

Diante da continuidade da pandemia, diversas iniciativas criadas no decorrer de 2020 oriundas do Comitê de Crise se mantêm para 2021, entre elas o Programa de *Home Office* Preventivo, os Planos de Contingências Operacionais para as Unidades de Negócio, adoção das Regras que Salvam Vidas-COVID-19, monitoramento dos casos suspeitos, entre outras ações necessárias para a proteção das pessoas e redução do impacto no negócio. As ações voltadas à sociedade também se mantêm, tendo como iniciativas realizadas em 31 de março de 2021:

(i) expansão dos serviços disponíveis por vídeo atendimento e incentivo no uso dos canais virtuais, a fim de diminuir a necessidade de utilização das agências de atendimento presencial e locais físicos para pagamento de contas;

(ii) investimento mais de R\$1,7 milhão para levar mais eficiência energética à 8 hospitais públicos nas cidades de São José dos Campos, Jacareí, Lorena, Caragatatuba, Suzano e Guarulhos;

(iii) contratação de 386 profissionais entre médicos, enfermeiros, fisioterapeutas e auxiliares de enfermagem para o atendimento de pacientes infectados com o novo coronavírus no Hospital das Clínicas de São Paulo, em uma ação conjunta com as empresas BTG Pactual, Cosan e Eurofarma;

(iv) doação de 60 leitos pós-UTI ao governo do Espírito Santo, em parceria com as empresas Suzano e Águia Branca; e

(v) doação de 4.250 oxímetros de dedo portáteis digitais, utilizados para medir a saturação de oxigênio no sangue, ao governo do estado do Espírito Santo, através da Federação das Indústrias do Espírito Santo - FIndes, em conjunto com Fortlev, Nestlé/Garoto, Buaiç, Villoni, Mondelez, Selita, Frisa, Real Café e Uniaves.

4.8.4 Impacto nas informações contábeis intermediárias

Neste cenário foram sentidos também efeitos econômicos que impactaram e deverão impactar a Companhia e suas controladas nos próximos períodos, cujos principais estão destacados abaixo:

4.8.4.1 Distribuidoras - Vedação da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência

Embora a vedação da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência tenha iniciado novamente a partir de 26 de março de 2021, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 928 (Nota 4.8.2), a Administração das distribuidoras entende que ainda não é possível constatar o aumento significativo nas perdas esperadas, mantendo as premissas de mensuração adotadas anteriormente demonstradas na nota 7.7.

4.8.4.2 Distribuidoras - Sobrecontratação de energia

Com o cenário de pandemia decorrente da COVID-19, existe uma excepcional redução no mercado de distribuição de energia elétrica para os períodos de 2020 e 2021, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada. Em 18 de maio de 2020, por meio do Decreto nº 10.350 da ANEEL, esta sobrecontratação foi considerada como exposição contratual involuntária das distribuidoras de energia elétrica, restando à ANEEL a definição do cálculo do montante que será considerado como sobrecontratação involuntária.

Diante deste cenário, ainda em tratativas com a ANEEL para determinação da metodologia à ser aplicada, a Administração das distribuidoras estimam que estes impactos da sobrecontratação involuntários devida à queda da carga em decorrência da pandemia poderão estar em R\$29.233 na EDP Espírito Santo e R\$29.283 na EDP São Paulo. Não houve sobrecontratação de energia, relativa ao período de três meses findos em 31 de março de 2021 (Nota 35.2.2.1).

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Bancos conta movimento		7.221	11.828	97.770	201.302
Aplicações financeiras					
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	595.549	895.376	2.874.899	2.534.300
Fundos de investimento	5.2	1.008		1.252	257
		596.557	895.376	2.876.151	2.534.557
Total		603.778	907.204	2.973.921	2.735.859

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço que equivalem ao valor justo. As aplicações financeiras possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras é baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de papéis similares. No caso dos fundos de investimento, o valor justo está refletido no valor de sua cota.

Conforme políticas da Administração, as aplicações são consolidadas por contraparte e por *rating* de crédito de modo a permitir a avaliação de concentração e exposição de risco de crédito. Esta exposição máxima ao risco também é medida em relação ao Patrimônio líquido da Instituição Financeira. Em se tratando do fundo de investimento, não há concentração de risco em um único banco administrador ou gestor, tendo em vista que o risco é pulverizado nos ativos da carteira.

A exposição do Grupo EDP - Energias do Brasil a riscos de taxas de juros, de crédito e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 33.2.

5.1 Certificados de Depósitos Bancários - CDB

Em 31 de março de 2021 as aplicações financeiras da Companhia estão remuneradas à taxas que variam entre 99,00% e 103,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI. Já as aplicações financeiras do consolidado estão remuneradas à taxas que variam entre 90,00% e 103,00% do CDI.

5.2 Fundos de investimento

A partir de janeiro de 2018 as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo constituíram um Fundo de Investimento Restrito denominado "Discos Renda Fixa Fundo de Investimento Longo Prazo", administrado pelo Itaú Unibanco S.A., com o objetivo de diversificar as opções de aplicações financeiras além de obter maior eficiência e melhor rentabilidade com menor nível de risco. Esse investimento não atende o critério de consolidação uma vez que esses investimentos não são exclusivos e possuem outros investidores participantes.

Este fundo possui liquidez diária e remuneração pós-fixada com sua carteira de ativos atrelada a Letras Financeiras do Tesouro – LFT, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de baixíssimo risco e com alta liquidez. As cotas do fundo estão custodiadas junto ao administrador.

As operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais são classificadas como Equivalentes de caixa, uma vez que possuem liquidez imediata com o emissor. A rentabilidade do fundo no período foi equivalente a 76,84% do CDI.

6 Títulos e valores mobiliários

	Nota	Consolidado			
		Circulante		Não Circulante	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Fundos de Investimento	6.1	158.240	153.990	2.500	1.750
Total		158.240	153.990	2.500	1.750

6.1 Fundos de investimento

O montante refere-se substancialmente aos títulos da controlada Porto do Pecém e são decorrentes de aplicação financeira em fundo de investimento, pertencente à instituição financeira, com carteira substancialmente composta por LFTs, com rentabilidade equivalente a 84,14% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



7 Contas a Receber

Nota	Consolidado												Saldo líquido em 31/03/2021	Saldo líquido em 31/12/2020	
	Valores Correntes						Valores Renegociados								
	Corrente a Vencer			Corrente Vencida			Renegociada a Vencer			Renegociada Vencida					PECLD (Nota 7.7)
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias					
Circulante															
Consumidores	7.2														
Fornecimento faturado															
Residencial		275.477		273.120	58.307	46.697	295.251	(279.560)	19.690	35.380	14.776	68.924	(83.345)	724.717	700.796
Industrial		62.379		18.670	5.292	10.118	49.928	(41.334)	4.393	4.237	1.399	12.202	(4.953)	122.331	197.679
Comércio, Serviços e Outras Atividades		94.308		57.362	15.224	15.755	105.308	(88.305)	5.936	9.682	3.924	19.197	(21.406)	216.985	283.775
Rural		33.572		25.115	6.250	4.421	30.903	(28.327)	4.646	4.018	2.795	4.109	(6.103)	81.399	88.406
Poder Público															
Federal		2.522		1.898	202	34	244	(246)	13	16	11	103	(4)	4.793	9.119
Estadual		4.053		1.028	138	76	498	(275)	27	5	10	37	(3)	5.594	11.193
Municipal		12.558		4.641	1.543	682	4.548	(1.009)	467	2.765	176	75	(15)	26.431	29.066
Iluminação Pública		6.408		5.551	112	25	6.668		578	2.797	211	5.196		27.546	58.327
Serviço Público		10.903		3.024	300	187	598	(136)	155	141	231	33	(122)	15.314	35.864
Clientes livres		115.097				2.900		(2.986)						115.011	133.668
Serviços Cobráveis		304		950	1.245	469	5.734	(4.454)						4.248	4.596
Fornecimento não faturado	7.3	543.894						(3.813)						540.081	386.394
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(11.587)												(11.587)	(11.509)
Outros créditos	7.5	29.055			28	290	607	(165)						29.815	29.850
		<u>1.178.943</u>	-	<u>391.359</u>	<u>88.641</u>	<u>81.654</u>	<u>500.287</u>	<u>(450.610)</u>	<u>35.905</u>	<u>59.041</u>	<u>23.533</u>	<u>109.876</u>	<u>(115.951)</u>	<u>1.902.678</u>	<u>1.957.224</u>
Concessionárias															
Suprimento de energia elétrica	7.6	253.191		1.325		710	69	(252)	507					255.550	516.413
Energia de curto prazo		332.566												332.566	328.739
Encargos de uso da rede elétrica		15.838		759	219	847	826		350					18.839	20.151
Outros créditos		53.172												53.172	53.259
		<u>654.767</u>	-	<u>2.084</u>	<u>219</u>	<u>1.557</u>	<u>895</u>	<u>(252)</u>	<u>857</u>	-	-	-	-	<u>660.127</u>	<u>918.562</u>
Clientes															
Eficiência energética		1.014	26.018	279		1.921	2.090	(4.012)						27.310	31.334
Serviço de gerenciamento de obra					16									16	132
Serviços de gerenciamento de assinaturas		347	9		245	22	108	(375)						356	668
Dispêndios a reembolsar		2.417	4.459	897	514	382								8.669	8.555
Geração de vapor		5.822												5.822	4.176
Outros clientes		726	4.802	4.274	55	67		(67)						9.857	37.381
		<u>10.326</u>	<u>35.288</u>	<u>5.450</u>	<u>830</u>	<u>2.392</u>	<u>2.198</u>	<u>(4.454)</u>	-	-	-	-	-	<u>52.030</u>	<u>82.246</u>
Total Circulante		<u>1.844.036</u>	<u>35.288</u>	<u>398.893</u>	<u>89.690</u>	<u>85.603</u>	<u>503.380</u>	<u>(455.316)</u>	<u>36.762</u>	<u>59.041</u>	<u>23.533</u>	<u>109.876</u>	<u>(115.951)</u>	<u>2.614.835</u>	<u>2.958.032</u>

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Nota	Consolidado									
		Corrente a Vencer		Corrente Vencida	PECLD (Nota 7.7)	Renegociada a Vencer	Renegociada Vencida		PECLD (Nota)	Saldo líquido em 31/03/2021	Saldo líquido em 31/12/2020
		Mais de 60 dias	Mais de 360 dias	Mais de 360 dias		Mais de 360 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Não Circulante											
Consumidores											
Fornecimento faturado											
Residencial					15.812	1	1	(9.834)	5.980	7.009	
Industrial			4.983	(3.213)	1.795			(239)	3.326	3.837	
Comércio, Serviços e Outras Atividades			18	(18)	11.861			(7.175)	4.686	5.413	
Rural					1.886			(1.039)	847	1.219	
Poder público											
Federal					2				2	-	
Municipal					5.875			(1)	5.874	2.244	
Iluminação pública					2.892				2.892	3.564	
Serviço público					126			(35)	91	-	
(-) Ajuste a valor presente	7.4				(1.205)				(1.205)	(1.213)	
		-	-	5.001	(3.231)	39.044	1	1	(18.323)	22.493	22.073
Concessionárias											
Outros créditos		1.029			(119)				910	910	
		1.029	-	-	(119)	-	-	-	910	910	
Clientes											
Eficiência energética			28.020						28.020	26.559	
Dispêndios a reembolsar			22.965						22.965	23.955	
Outros clientes			37.868						37.868	9.490	
		-	88.853	-	-	-	-	-	88.853	60.004	
Total Não Circulante		1.029	88.853	5.001	(3.350)	39.044	1	1	(18.323)	112.256	82.987

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Os saldos do Contas a receber são reconhecidos inicialmente ao valor justo, pelo valor faturado ou a ser faturado, e subsequentemente mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, ajustados ao valor presente e deduzidas das reduções ao valor recuperável, quando aplicável, incluindo os respectivos tributos de responsabilidade tributária da Companhia e das controladas.

O saldo de Consumidores e Concessionárias refere-se, substancialmente aos: (i) valores faturados de venda de energia elétrica a consumidores finais, concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia fornecida e não faturada; (ii) valores a receber relativos à energia comercializada na CCEE; e (iii) encargos de uso da rede elétrica.

7.1 Características do Contas a receber

• Geração

O recebimento da venda de energia realizada pelas controladas de geração, com exceção da Porto do Pecém, relacionadas à contratos bilaterais ocorre, substancialmente, com vencimento único no mês seguinte ao reconhecimento da receita. Já os contratos no ACR são desdobrados em três parcelas iguais com vencimentos nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao reconhecimento da receita e no dia 5 do segundo mês subsequente ao reconhecimento.

Para a controlada Porto do Pecém, os contratos são desdobrados em três parcelas, sendo a primeira parcela com vencimento no dia 10 do mês seguinte ao reconhecimento da receita, a segunda no dia 20 do mês subsequente e a última parcela no dia 10 do segundo mês subsequente ao reconhecimento.

Quanto aos contratos de venda de energia no mercado de curto prazo, os mesmos são liquidados conforme a regulamentação da CCEE, contudo, o prazo médio para a liquidação é de cerca de 45 dias após o reconhecimento da receita.

• Transmissão

A RAP remunera a o investimento na Linha de Transmissão e os serviços de Operação e Manutenção. Os saldos são totalmente vencidos e são reconhecidos inicialmente ao valor justo, pelo valor faturado, e subsequentemente mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, ajustados ao valor presente e deduzidas das reduções ao valor recuperável, quando aplicável, incluindo os respectivos impostos de responsabilidade tributária. Conforme requerido pelo CPC 48 - Instrumentos financeiros, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Concessionárias e, de acordo com a abordagem simplificada, quando necessário, é constituída uma Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

• Distribuição

O prazo mínimo para o vencimento das faturas junto aos Consumidores das classes residencial, industrial, rural e comercial é após 5 dias úteis, contados da data da respectiva apresentação. Quando se tratar de consumidores das classes de poder público, iluminação pública e serviço público, o prazo mínimo para o vencimento é de 10 dias úteis. Contudo, a Companhia oferece aos consumidores a opção de alteração da data de vencimento da fatura (6 opções de datas) ao longo do mês.

• Comercialização

Para as controladas de comercialização, parte substancial das vendas ocorre em contratos bilaterais. Dessa forma, a condição de pagamento é livremente negociada entre as partes, contudo, a maioria dos recebimentos ocorre no 6º dia útil posterior ao reconhecimento da receita.

• Serviços

Para as controladas de serviços, o reconhecimento das receitas vinculadas à construção de usina solar e aos serviços de eficiência energética acontece durante toda a fase de construção do empreendimento pelo método de insumo e o recebimento pode ocorrer de duas formas: (i) com adiantamentos na fase de construção e o saldo restante no momento da entrega do empreendimento; e (ii) de forma parcelada ao longo de determinado período estabelecido em contrato.

Em relação à venda de vapor e ao serviço de gerenciamento de assinatura, a receita é reconhecida mediante às medições mensais relativas à entrega de vapor para a produção de energia e conforme a prestação do serviço, respectivamente, sendo o recebimento de ambos programado para cerca de 30 dias após o reconhecimento da receita.

7.2 Consumidores

A variação em consumidores decorre principalmente dos impactos da COVID-19 (Nota 4.8), com o ritmo lento de retorno da economia, devido ao isolamento social que culminaram no fechamento temporário do comércio em março, quando observado substancialmente as classes industrial e comercial.

7.3 Fornecimento não faturado

O aumento do fornecimento não faturado é observado principalmente, pela redução do ciclo de leitura do Grupo A devido às flexibilizações na medição de Consumidores Livres em atendimento à Resolução ANEEL nº 863/2019, aprimorando os procedimentos de medição e leitura para acessantes conectados ao sistema de distribuição.

7.4 Ajuste a valor presente

Os saldos renegociados estão reconhecidos a valor presente considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto.

Para as distribuidoras o ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias das mesmas. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 a taxa correspondente para a EDP São Paulo e EDP Espírito Santo é de 12,26% a.a., afetando positivamente o resultado financeiro das distribuidoras em R\$8 (R\$521 em 2020).

Para as controladas EDP Soluções e EDP GRID o ajuste a valor presente considera a taxa de retorno de cada projeto, afetando positivamente o resultado do período em R\$1.091 (R\$934 em 2020).

7.5 Outros créditos - Consumidores

Do montante em 31 de março de 2021 de R\$29.815 (R\$29.850 em 31 de dezembro de 2020), R\$27.415 (R\$27.415 em 31 de dezembro de 2020) refere-se a controlada EDP Espírito Santo, referente ao saldo de Encargos de Capacidade Emergencial - ECE, vigente de março de 2002 a janeiro de 2006, e Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE, vigente em janeiro e fevereiro de 2004, que estão sob discussão judicial. Considerando que estes valores constituem um montante a repassar à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, há um passivo reconhecido no valor de R\$31.446 (R\$31.445 em 31 de dezembro de 2020) (Nota 25), sendo R\$28.554 (R\$28.553 em 31 de dezembro de 2020) referente a EDP Espírito Santo.

7.6 Concessionárias - Suprimento de Energia Elétrica

A redução de R\$260.863 deve-se substancialmente a controlada EDP Comercializadora, impactadas pela redução no preço de mercado de curto prazo - PLD, motivadas pela redução do montante de energia negociado (em MWh), devido às medidas de isolamento social oriundas da COVID-19 (Nota 4.8). Adicionalmente, a controlada Porto do Pecém não foi despachada em março, devido ao cenário de queda de demanda atrelada ao desaquecimento da economia.



7.7 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

	Consolidado				
	Saldo em 31/12/2020	PECLD esperada	Revisão de risco (i)	Resultado de perdas	Saldo em 31/03/2021
		Ao longo da vida	PECLD		
Consumidores					
Residencial	(373.633)	(18.903)	(165)	19.962	(372.739)
Industrial	(51.830)	(1.444)	(582)	4.117	(49.739)
Comércio, Serviços e Outras Atividades	(116.122)	(4.486)	(1.623)	5.327	(116.904)
Rural	(35.424)	(2.338)	1.027	1.266	(35.469)
Poder Público	(1.567)	(32)	(55)	101	(1.553)
Iluminação Pública	(1)		(2)	3	-
Serviço Público	(279)	(38)	24		(293)
Clientes livres	(7.756)		4.770		(2.986)
Serviços Cobráveis	(4.163)		(291)		(4.454)
Não faturado	(3.645)	(332)	(1)		(3.978)
	(594.420)	(27.573)	3.102	30.776	(588.115)
Concessionárias	(653)		282		(371)
Clientes	(4.630)	175	1		(4.454)
Total	(599.703)	(27.398)	3.385	30.776	(592.940)
Circulante	(575.700)				(571.267)
Não circulante	(24.003)				(21.673)
Total	(599.703)				(592.940)

(i) A matriz de risco é avaliada anualmente, no entanto, o estudo poderá ser reavaliado caso a PECLD se comporte diferente do resultado esperado.

Para as controladas de distribuição e comercialização, a PECLD foi registrada sobre toda a vida do recebível com base em aplicação de percentual calculado a partir de estudo histórico de inadimplência segregados por parâmetros de: (i) classe de consumidor; (ii) tensão; (iii) data de faturamento; e (iv) data de vencimento. Desta forma, foi constituída matriz de risco por período de inadimplência, ajustada pela expectativa econômica do período corrente, obtida por meio da previsão dos parâmetros do índice de inadimplência de mercado do Banco Central, sendo segregada pelo consumo regular e irregular. Para a PECLD dos recebíveis renegociados, os percentuais são aplicados com base nos vencimentos originais de cada documento renegociado.

Com base nos estudos realizados pelas controladas de distribuição, onde foram identificados os maiores impactos, segue abaixo os percentuais de perdas esperadas segregadas por classe de consumo, aplicados quando do reconhecimento inicial dos recebíveis:

	31/03/2021									
	EDP São Paulo					EDP Espírito Santo				
	Consumo regular		Consumo irregular			Consumo regular		Consumo irregular		
	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Clientes ativos		Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Clientes ativos		Média e Alta tensão
Baixa tensão			Baixa tensão	Baixa tensão				Baixa tensão	Baixa tensão	
Residencial	1,09%	n/a	17,32%	n/a	1,69%	n/a	13,01%	n/a		
Industrial	1,86%	0,66%	9,93%	23,68%	1,77%	n/a	27,28%	7,37%		
Comércio, Serviços e Outras Atividades	0,84%	0,46%	24,25%	n/a	1,02%	0,46%	20,79%	n/a		
Rural	0,35%	0,03%	14,62%	n/a	1,84%	0,01%	10,94%	n/a		
Poder Público	n/a	n/a	n/a	n/a	0,16%	n/a	24,75%	n/a		
Iluminação Pública	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a		
Serviço Público	n/a	n/a	n/a	n/a	0,08%	0,18%	n/a	n/a		

	31/12/2020											
	EDP São Paulo						EDP Espírito Santo					
	Consumo regular			Consumo irregular			Consumo regular			Consumo irregular		
	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Demais clientes		Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Demais clientes	
Baixa tensão					Baixa tensão	Baixa tensão					Baixa tensão	Baixa tensão
Residencial	1,09%	n/a	17,32%	n/a	40,50%	n/a	1,69%	n/a	13,01%	n/a	33,41%	n/a
Industrial	1,86%	0,66%	9,93%	23,68%	21,73%	25,93%	1,77%	n/a	27,28%	7,37%	24,92%	17,28%
Comércio, Serviços e Outras Atividades	0,84%	0,46%	24,25%	n/a	15,25%	n/a	1,02%	0,46%	20,79%	n/a	21,84%	n/a
Rural	0,35%	0,03%	14,62%	n/a	41,59%	n/a	1,84%	0,01%	10,94%	n/a	23,56%	n/a
Poder Público	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0,16%	n/a	24,75%	n/a	28,12%	n/a
Iluminação Pública	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Serviço Público	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0,08%	0,18%	n/a	n/a	n/a	n/a

As controladas de geração avaliaram seus históricos de recebimentos e identificaram que não estão expostas a um elevado risco de crédito, uma vez que eventuais saldos vencidos e não recebidos são mitigados por contratos de garantias financeiras assinados na contratação dos leilões de energia ou na formalização de contratos bilaterais. Ademais, o montante a receber de energia de curto prazo são administrados pela CCEE que, por sua vez, controla a inadimplência entre os participantes setoriais com base em regulamentações emitidas pelo Poder Concedente, diminuindo o risco de crédito nas transações realizadas. Portanto, após as devidas análises, as controladas de geração não identificaram a necessidade de constituição de eventuais perdas esperadas, uma vez que as mesmas mostram-se imateriais e controláveis.

Em relação às controladas de serviços, a PECLD é calculada levando em consideração o risco de crédito de seus clientes junto à Instituições de Crédito. Sempre que houver deterioração no *rating* do cliente em comparação ao momento em que ocorreu a venda, a perda é incrementada para os próximos 12 meses, independentemente de haver atraso. O atraso é um fator adicional considerado no cálculo da PECLD para determinar se a mesma é calculada ao longo da vida ou para os próximos 12 meses.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



As controladas de transmissão não apresentam histórico e nem expectativas de perdas nos seus valores a receber, uma vez que possuem garantidas por estruturas de fianças e/ou acessos a contas correntes operacionalizadas pelo ONS ou diretamente pela Companhia e, portanto, não constituiu perda esperada para créditos de liquidação duvidosa.

Apesar da Resolução Normativa da ANEEL nº 928/21 (Nota 4.8.2) que estendeu até junho, entre outros, o prazo de 30 para 120 dias para suspensão de energia de consumidor cativo inadimplente e mantém a suspensão para clientes classificados como Baixa Renda, a referida resolução não extingue o débito, prevendo inclusive a cobrança de juros de mora e multa, no caso de atraso.

Para fins de PECLD, relativo aos efeitos da COVID-19 para as controladas de distribuição (Nota 4.8.4.1), até que se tenham dados observáveis suficientes para atualizar a expectativa de recebimentos futuros dos faturamentos ocorridos durante o exercício de 2020, a Administração da Companhia adotou, complementar aos critérios citados acima, as seguintes premissas de mensuração:

- A aplicação mensal de matriz de inadimplência para o cenários 2020, com bases em análises de arrecadação;
- Período de carência entre perdas esperadas e a aplicação da matriz, passou a ser de 4 meses;
- Revisão do risco de crédito do consumo irregular. Com base nas informações históricas de clientes;
- Atualização do risco de crédito pelo cenário econômico atual considerando projeção dos parâmetros do indicador de inadimplência do Banco Central;
- Alongamento de toda a carteira de recebíveis do período de arrecadação de 48 para 60 meses, que representa o prazo máximo regulatório para cobrança dos clientes, já que se espera um maior prazo para a recuperabilidade dos recebíveis.

Para o período findo em 31 de março de 2021, não houve alteração nas premissas de mensuração citadas acima, decorrente da Resolução Normativa ANEEL nº 928/21.

A exposição da Companhia e suas controladas a riscos de crédito está divulgada na nota 33.2.4.

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



8 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Consolidado													
								Valores em amortização						
	Saldo em 31/12/2020	Apropriação	Amortização (I)	Atualização monetária	Saldo em 31/03/2021	Circulante	Não circulante	IRT (*) 2020	IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	IRT (*) 2023	IRT (*) 2024	IRT (*) 2025	IRT (*) 2026
CVA														
Compra de energia (ii)	2.272	(204.573)	18.276	1.380	(182.645)	(102.807)	(79.838)	(34.529)	(112.516)	(35.600)				
Custo da Energia de Itaipu (iii)	229.216	117.146	8.772	1.395	356.529	204.284	152.245	(6.236)	362.765					
PROINFA	(538)	8.406	1.524	(41)	9.351	4.518	4.833	(1.706)	11.057					
Transporte Rede Básica	75.442	18.434	(1.549)	520	92.847	55.706	37.141	5.323	87.524					
Transporte de Energia - Itaipu	8.385	2.432	(63)	71	10.825	6.329	4.496	448	10.377					
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (iv)	56.269	130.795	(6.475)	(159)	180.430	107.400	73.030	7.473	172.957					
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (v)	45.794	(10.837)	(12.829)	450	22.578	14.670	7.908	11.095	11.483					
	<u>416.840</u>	<u>61.803</u>	<u>7.656</u>	<u>3.616</u>	<u>489.915</u>	<u>290.100</u>	<u>199.815</u>	<u>(18.132)</u>	<u>543.647</u>	<u>(35.600)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Itens financeiros														
Sobrecontratação de energia (vi)	5.506	20.209	18.614	(868)	43.461	10.426	33.035	(39.731)	83.192					
Neutralidade da Parcela A (vii)	(11.400)	(46.803)	(9.706)	(227)	(68.136)	(20.707)	(47.429)	14.786	(58.807)	(24.115)				
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(301.242)	(14.803)	19.124		(296.921)	(36.923)	(259.998)	(36.923)	(76.496)	(67.973)	(38.518)	(38.517)	(19.248)	(19.246)
Previsão de Risco Hidrológico - Antecipação (viii)	(329.610)	(84.882)	76.077	(568)	(338.983)	(176.814)	(162.169)	(149.505)	(189.478)					
Outros	23.672	9.736	312	185	33.905	(56.576)	90.481	(21.474)	62.562	(7.183)				
	<u>(613.074)</u>	<u>(116.543)</u>	<u>104.421</u>	<u>(1.478)</u>	<u>(626.674)</u>	<u>(280.594)</u>	<u>(346.080)</u>	<u>(232.847)</u>	<u>(179.027)</u>	<u>(38.518)</u>	<u>(38.517)</u>	<u>(19.248)</u>	<u>(19.246)</u>	<u>-</u>
PIS e COFINS														
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	74.366		(2.559)		71.807	24.715	47.092			71.807				
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS (Nota 9.3.1)	(1.730.049)		42.175	(5.494)	(1.693.368)	(243.837)	(1.449.531)	(51.779)						(1.641.589)
	<u>(1.655.683)</u>	<u>-</u>	<u>39.616</u>	<u>(5.494)</u>	<u>(1.621.561)</u>	<u>(219.122)</u>	<u>(1.402.439)</u>	<u>(51.779)</u>	<u>-</u>	<u>71.807</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(1.641.589)</u>
Total	<u>(1.851.917)</u>	<u>(54.740)</u>	<u>151.693</u>	<u>(3.356)</u>	<u>(1.758.320)</u>	<u>(209.616)</u>	<u>(1.548.704)</u>	<u>(302.758)</u>	<u>364.620</u>	<u>(63.064)</u>	<u>(38.518)</u>	<u>(38.517)</u>	<u>(19.248)</u>	<u>(1.641.589)</u>
Ativo Circulante	226.899				322.580	322.580								
Ativo Não circulante	318.585				187.930	187.930								
Passivo Circulante	626.801				532.196	532.196								
Passivo Não circulante	1.770.600				1.736.634	1.736.634								

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



As receitas das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo são, basicamente, compostas pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma por meio do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela "A" (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela "A", são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela "B" (custos gerenciáveis): é composta pelos gastos na infraestrutura de distribuição e respectivo retorno pelo investimento e gastos com a operação e a manutenção. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco do negócio por não haver garantia de neutralidade tarifária.

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito incondicional das controladas receberem caixa do Poder Concedente nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos. São segregados entre ativo e passivo de acordo com o cronograma de homologação nas tarifas pela ANEEL nos próximos processos tarifários.

Nos reajustes tarifários a ANEEL recalcula os montantes efetivamente faturados e arrecadados, conforme regulamentações vigentes, com o objetivo de garantir a liquidação financeira desses montantes, sem prejuízo ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão, reduzindo o risco de perdas a valores imateriais.

São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio de Reajustes ou Revisões Tarifárias que, na EDP Espírito Santo ocorre em 7 de agosto e na EDP São Paulo ocorre em 23 de outubro.

Os valores que compõem os ativos e passivos financeiros setoriais são:

- Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da Parcela "A" – CVA: É composta da variação dos custos com a aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da distribuidora, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente; e
- Itens financeiros: Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; e a Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre Submercados.

O processo de amortização se dá de forma mensal e corresponde ao recebimento/devolução por meio da aplicação das tarifas vigentes, homologadas nos últimos eventos tarifários. Para os Itens financeiros, os valores de amortização mensais correspondem a 1/12 avos dos montantes totais homologados pela ANEEL. Para a CVA, a amortização mensal é efetuada de acordo com a curva de mercado. Os valores em constituição referem-se à diferença entre os custos incorridos e os constantes na tarifa até a data do fechamento do mês de referência, a serem homologados nos próximos processos tarifários.

8.1 Efeitos relevantes no período

O total de passivos setoriais líquidos dos ativos, em 31 de dezembro de 2020, somava um valor de R\$1.851.917, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de março de 2021 soma um valor de R\$1.758.320. A variação no período no montante de R\$93.597 foi causada pelos seguintes motivos:

(i) Amortização: No período, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$151.693 referente a passivos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.

(ii) Compra de Energia: A variação da apropriação referente aos valores de Compra de Energia deve-se a uma conjuntura de sazonalidade associada ao cenário energético, em que principalmente os custos do despacho termelétrico dentro da ordem de mérito apresentarem-se inferiores no período em análise, com relação ao cenário médio previsto para o ano tarifário das distribuidoras. Não obstante, cabe observar que no período em análise houve despachos termelétricos fora da ordem de mérito, impactando os custos previstos no ESS.

(iii) Custo da energia de Itaipu: Os custos de energia elétrica de Itaipu atribuídos mensalmente às distribuidoras são valorados de acordo com o câmbio do dólar. No processo tarifário de 2020 das distribuidoras, realizados em agosto e outubro do referido exercício, foi considerada uma premissa de R\$5,33 para a EDP Espírito Santo e R\$5,46 para a EDP São Paulo na definição da cobertura tarifária. Ocorre que a taxa cambial do dólar verificada no período em análise foi superior à cobertura tarifária, gerando a variação da apropriação verificada a ser repassada às tarifas quando do processo de Reajuste Tarifário 2021, conforme regras definidas pela ANEEL. Além disso, outro fator que explica a variação verificada decorre da metodologia de cálculo da CVA, em que se compara mensalmente o preço da energia de Itaipu, assim como o preço dos demais contratos de energia com a Tarifa Média de Cobertura (TMC). A TMC é uma média ponderada dos preços dos contratos de energia da distribuidora previstos para o seu ano tarifário. Portanto, o preço de energia de Itaipu verificado no período foi superior à TMC, resultando na formação de um ativo regulatório.

(iv) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: Os custos do ESS/EER atribuídos às distribuidoras no período em análise se mostraram superiores aos montantes previstos de cobertura tarifária, em decorrência principalmente do acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, realizado no primeiro trimestre de 2021. Esse despacho termelétrico foi decidido pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em razão da baixa hidrologia verificada no período úmido do Sistema Interligado Nacional, de modo a preservar os reservatórios das usinas hidrelétricas. Nesse sentido, os custos do despacho termelétrico dessa natureza são transferidos às distribuidoras por meio do ESS, que posteriormente são repassados aos consumidores, quando do processo tarifário seguinte.

(v) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.644/2019 definiu os montantes de quotas da CDE para o ano de 2020, cujos montantes foram considerados como cobertura tarifária no Reajuste Tarifário de 2020 das distribuidoras. Posteriormente, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 72/2020, objetivando obter subsídios para a definição das quotas da CDE de 2021. No entanto, em decorrência da Medida Provisória nº 998/2020, e principalmente às discussões promovidas na Câmara dos Deputados e Senado, até a conversão da Lei nº 14.120/2021, as quotas da CDE de 2021 não foram definidas até o presente momento pela ANEEL. Nesse contexto, foi definido quotas mensais provisórias para os meses de janeiro, fevereiro, e março de 2021, conforme Despachos nº 619/2021, nº 1.003/2021 e nº 2.834/2021, respectivamente. Além disso, a EDP Espírito Santo protocolou recurso administrativo à ANEEL em fevereiro de 2020, requerendo que a Agência reparasse erro material constatado no rateio das quotas do ano civil de 2020, que elevou seus custos de CDE. A ANEEL decidiu por acatar o pedido, conforme Despacho nº 2.311/2020, repercutindo os efeitos nas quotas de 2021, inclusive as provisórias, de maneira que os valores mensais serão inferiores aos previstos em cobertura tarifária. Portanto, a apropriação no período refere-se aos custos superiores das quotas mensais provisórias, com relação a cobertura tarifária atual, cujos montantes serão revertidos às tarifas no Reajuste Tarifário de 2021.

(vi) Sobrecontratação de energia: A sobrecontratação de energia foi influenciada, majoritariamente, pela venda de todo o montante de energia considerado como sobrecontratação voluntária, no Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE realizado em dezembro de 2020, com efeitos para o ano de 2021. Sob esta premissa, considera-se que as distribuidoras não tem efeito de sobrecontratação em 2021, pois o montante de energia acima do limite regulatório está sendo considerado como involuntário. Contudo, as variações de carga continuam a afetar o nível de contratação e as variações de PLD e carga afetam o resultado do MVE.

Em adição à Resolução Normativa nº 885/2020, foi encerrada a Consulta Pública ANEEL nº 35/2020, instaurada para aprimoramento de mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, advindos da elevação de custos e frustração de receitas originado do estado de calamidade pública determinado pelo Decreto Legislativo nº 6 em decorrência COVID-19 (Nota 4.8), porém ainda não houve deliberações pela ANEEL.

As distribuidoras reconhecem seus ativos e passivos financeiros setoriais com base no OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade, de modo que os registros dos ativos e passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil apresentam como contrapartida a rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do período, considerando a melhor estimativa quanto ao montante financeiro a ser realizado como decorrência do cumprimento integral da obrigação de performance completada no período, considerando todos os fatos e circunstâncias existentes que suportam a transação.

A Administração da EDP - Energias do Brasil contratou opinião legal externa quanto ao reequilíbrio econômico, o que demonstra a existência de um direito à cobertura de receita para mitigar os efeitos econômicos inerentes a crise da COVID-19, por se tratar de evento extraordinário. Entretanto, enquanto não for concluída a consulta pública da referida Resolução para estabelecer parâmetros regulatórios que orientem a precificação de tais direitos regulatórios, estes são considerados contabilmente como "ativos contingentes" e, portanto, tais direitos não são por ora reconhecidos contabilmente.

Em referência ao Despacho nº 2.508/2020 emitidos pelas Superintendências de Regulação de Mercado (SRM) e Gestão Tarifária (SGT), no qual publicou os montantes de involuntariedade das sobrecontratações dos anos de 2016 e 2017, as distribuidoras e a ABRADÉE interpuseram Recursos Administrativos com o objetivo de: (a) revisar o critério utilizado pelas Superintendências na apuração do máximo esforço, de maneira a reconhecer a voluntariedade na sobrecontratação do ano de 2017, conforme regulamentação vigente; e (b) solicitar a suspensão dos efeitos do referido Despacho, enquanto não apreciado o mérito dos recursos. No que compete à revisão do critério do máximo esforço, a ANEEL deverá avaliar o mérito dos Recursos Administrativos apresentados, cuja decisão competirá à Diretoria Colegiada da Agência. Com relação ao segundo ponto, a diretoria da ANEEL emitiu o Despacho nº 2.897/2020 negando a concessão de efeito suspensivo aos Recursos Administrativos. Portanto as distribuidoras esperam decisão favorável nesse processo, expectativa essa corroborada por opinião legal externa contratada pela ABRADÉE.

Por fim, vale ressaltar que no Reajuste Tarifário de 2018 da EDP Espírito Santo, a Diretoria Colegiada da ANEEL optou por antecipar o tratamento tarifário da sobrecontratação da mesma como voluntária para os exercícios de 2016 e 2017, a partir de pleito regulatório interposto pela Companhia, conforme decisão exarada na 28ª Reunião de Diretoria ANEEL de 2018 e aprovação da Resolução Homologatória nº2432/2018.

(vii) Neutralidade da Parcela A: Refere-se à neutralidade dos Encargos Setoriais em que as variações do faturamento de receita em decorrência do crescimento ou redução do mercado são repassados ao consumidor, neutralizando dessa forma as distribuidoras de impactos positivos ou negativos, das rubricas dos Encargos Setoriais. No período em análise houve um crescimento de mercado das distribuidoras com relação ao mercado de referência do Reajuste Tarifário de 2020, ocasionando dessa forma uma maior arrecadação dos Encargos Setoriais, que serão repassados aos consumidores no processo tarifário de 2021.

(viii) Previsão de Risco Hidrológico – Antecipação: Trata-se de um componente financeiro definido nos processos tarifários das distribuidoras, cujo objetivo é constituir uma cobertura tarifária para os custos incorridos com o Risco Hidrológico das usinas do regime de Cotas de Garantia Física, usina de Itaipu e as usinas com CCEAR que repactuaram o Risco Hidrológico. Essa rubrica de custos é incorporada no mecanismo da Contra Centralizadora das Bandeiras Tarifárias (CCRBT). Nesse sentido, os valores em apropriação no período em análise referem-se ao componente financeiro faturado dos consumidores, formando-se um passivo setorial e que será revertido no processo tarifário seguinte das distribuidoras, momento em que haverá a consideração de uma nova previsão do Risco Hidrológico, com base no GSF (*Generation Scaling Factor*) e no PLD teto da Bandeira Verde.

9 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

Nota	Controladora						
	Saldo em 31/12/2020	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compen-sação tributos federais	Transferên-cia	Saldo em 31/03/2021
Ativos compensáveis							
Imposto de renda e contribuição social a compensar	9.1	59.709	-	-	(51.690)	29.674	37.693
Total		59.709	-	-	(51.690)	29.674	37.693
Circulante		25.389	-	-	-	-	24.005
Não Circulante		34.320	-	-	-	-	13.688
Outros tributos compensáveis							
ICMS		-	77	-	-	(77)	-
PIS e COFINS		422	-	-	-	-	422
IRRF sobre aplicações financeiras		101.241	604	-	-	(29.674)	72.171
IR/CS retidos sobre faturamento		1.015	1	-	-	-	1.016
Outros		3.719	3	-	-	(3)	3.719
Total		106.397	685	-	-	(29.754)	77.328
Circulante		45.354	-	-	-	-	45.959
Não circulante		61.043	-	-	-	-	31.369
Passivos a recolher							
Outros tributos a recolher							
ICMS		20	7	-	-	-	27
PIS e COFINS		29.580	287	-	-	(29.758)	29
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.525	612	-	(373)	-	2.764
IRRF sobre juros s/ capital próprio		24.355	-	-	-	(21.932)	2.423
Parcelamentos	9.6.1	22.197	-	50	(1.386)	-	20.861
Encargos com pessoal		10.967	4.649	-	(3.329)	-	12.287
Outros		349	296	-	(248)	-	397
Total		89.993	5.851	50	(5.336)	(51.690)	38.788
Circulante		68.110	-	-	-	-	28.124
Não circulante		21.883	-	-	-	-	10.664



Consolidado								
Nota	Saldo em 31/12/2020	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compensação tributos federais	Transferência	Reclassificação	Saldo em 31/03/2021
Ativos compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social a compensar	9.2	302.838		1.115	69.450	(77.684)	(42.135)	253.584
Total		302.838	-	1.115	69.450	(77.684)	(42.135)	253.584
Circulante		206.929						178.681
Não circulante		95.909						74.903
Outros tributos compensáveis								
ICMS	9.4	214.674	40.420		(9.193)	(917)	(7.656)	237.328
PIS e COFINS	9.3	1.725.316	274.807	5.152		(129.787)	(267.038)	1.608.450
IRRF sobre aplicações financeiras		131.992	3.293				(31.572)	103.713
IRRF sobre juros s/ capital próprio		2.478					(2.478)	-
IR/CS retidos sobre faturamento		8.133	1.385				(997)	7.555
Outros		30.805	769				(290)	32.250
Total		2.113.398	320.674	5.152	(9.193)	(130.704)	(310.031)	1.989.296
Circulante		633.670						585.398
Não circulante		1.479.728						1.403.898
Passivos a recolher								
Imposto de renda e contribuição social a recolher		100.260	140.243	16	(90.320)		(77.985)	72.214
Total Circulante		100.260	140.243	16	(90.320)	-	(77.985)	72.214
Outros tributos a recolher								
ICMS	9.5	255.795	702.328	12	(708.337)	(917)	(7.579)	241.302
PIS e COFINS		123.357	402.872	273	(33.327)	(150.321)	(266.602)	76.252
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		11.442	14.277	7	(15.834)			9.892
IRRF sobre juros s/ capital próprio		73.367			(13.792)	(57.152)		2.423
Parcelamentos		363.893		1.365	(10.639)			354.619
Encargos com pessoal		26.321	35.550		(35.611)			26.260
Outros		3.763	3.045	3	(2.671)			4.140
Total		857.938	1.158.072	1.660	(820.211)	(208.390)	(274.181)	714.888
Circulante		531.516						407.890
Não circulante		326.422						306.998

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia e suas controladas apresentam os impostos e contribuições sociais correntes ativos e passivos, pelo seu montante líquido quando: (i) compensáveis pela mesma autoridade tributária; e (ii) a legislação tributária permitir que a Companhia e suas controladas paguem ou compensem o tributo em um único pagamento ou compensação.

9.1 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis - Controladora

Os valores registrados referem-se, basicamente, a imposto de renda decorrentes de retenções na fonte e suas respectivas atualizações pela SELIC. A compensação desse saldo é feita, principalmente, com Imposto de renda retido na fonte sobre o JSCP declarado e PIS e COFINS sobre receitas financeiras.

9.2 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis - Consolidado

O montante em 31 de março de 2021 de R\$253.854 refere-se substancialmente ao impacto da Lei nº 13.670/18, onde está vedada à compensação de débitos relativos às estimativas mensais do IRPJ e CSLL com créditos fiscais detidos pelos contribuintes no regime de Lucro Real.

9.3 PIS e COFINS - Ativos Compensáveis - Consolidado

Em relação ao PIS e COFINS, as controladas apuraram um crédito de R\$134.244, sendo o saldo atualizado, líquido das compensações até 31 de março de 2021 o montante de R\$81.070.

9.3.1 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS

9.3.1.1 EDP São Paulo

Em 10 de dezembro de 2019 a EDP São Paulo obteve o trânsito em julgado com decisão favorável em processo judicial, no qual foi reconhecido o direito de excluir os valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Receita Federal deferiu o pedido de habilitação dos créditos. Com relação ao tratamento tarifário, a EDP São Paulo formulou consulta à ANEEL e recebeu resposta por meio do Ofício nº 392 em 19 de novembro de 2019, com a orientação de que a agência, por meio de suas áreas técnicas, está analisando a melhor forma do repasse dos valores recuperados às tarifas homologadas aos consumidores das Concessionárias. Em 17 de março de 2020, a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 5/2020 buscando obter subsídios por meio de "Participação Social", para a formulação de sua manifestação quanto ao tratamento a ser dado pelas distribuidoras de energia elétrica aos créditos tributários decorrentes desses processos judiciais.

Em 11 de fevereiro de 2021 a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 5/2021, objetivando definir a metodologia de devolução aos consumidores dos créditos tributários. O prazo de contribuições dos agentes se estendeu até 29 de março de 2021, cujos principais pontos de discussão apresentados em Nota Técnica nº 9/2021 SFF/SGT/SRM/SMA/ANEEL, estavam relacionados ao: (i) montantes a serem devolvidos a cada ciclo tarifário da EDP São Paulo; (ii) tempo necessário para a devolução; e (iii) operacionalização da devolução. A expectativa é que o tema seja deliberado pela Agência no primeiro semestre de 2021, com publicação da Resolução contendo as regulamentações para devolução dos créditos tributários. O montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 8) refere-se ao valor principal atualizado monetariamente.

A movimentação dos referidos valores, está em conformidade com a Solução de Consulta da RFB nº 13/2018, incluindo atualização monetária e compensação em 31 de março de 2021, demonstrado a seguir:

	Principal	Atualização	(-) Compensação	Total
Exclusão do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS	788.673	255.462	(201.815)	842.320

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



9.3.1.2 EDP Espírito Santo

Em 3 de abril de 2019 a EDP Espírito Santo obteve o trânsito em julgado com decisão favorável em processo judicial, no qual foi reconhecido o direito de excluir os valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Receita Federal deferiu o pedido de habilitação dos créditos. Com relação ao tratamento tarifário, a EDP Espírito Santo formulou consulta à ANEEL e recebeu resposta por meio do Ofício nº 392 em 19 de novembro de 2019, com a orientação de que a Agência, por meio de suas áreas técnicas, está analisando a melhor forma do repasse dos valores recuperados às tarifas homologadas aos consumidores das Concessionárias. Em 17 de março de 2020, a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 5/2020 buscando obter subsídios por meio de "Participação Social", para a formulação de sua manifestação quanto ao tratamento a ser dado pelas distribuidoras de energia elétrica aos créditos tributários decorrentes desses processos judiciais.

Em 28 de julho de 2020, por meio da carta CT-EDP-ES-27/2020, a EDP Espírito Santo solicitou a consideração da antecipação da reversão dos créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, como componente financeiro negativo extraordinário a ser compensado do montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil. Em 03 de agosto de 2020, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, por meio da Nota Técnica nº 138/2020-SGT/ANEEL, consolidou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2020 da EDP Espírito Santo, nas tarifas aplicadas aos consumidores a partir de 07 de agosto de 2020.

Assim como na EDP São Paulo, a EDP Espírito Santo enviou sua contribuição na Consulta Pública nº 5/2021 aberta pela ANEEL em 11 de fevereiro de 2021, objetivando definir a metodologia de devolução aos consumidores dos créditos tributários. A expectativa é que o tema seja deliberado pela Agência no primeiro semestre de 2021, com publicação da Resolução contendo as regulamentações para devolução dos créditos tributários. O montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 8) refere-se ao valor principal atualizado monetariamente.

A movimentação dos referidos valores, está em conformidade com a Solução de Consulta da RFB nº 13/2018, incluindo atualização monetária e compensação em 31 de março de 2021, demonstrado a seguir:

	Principal	Atualização	(-) Compensação	Total
Exclusão do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS	555.006	199.762	(235.301)	519.467

9.4 ICMS - Ativos Compensáveis - Consolidado

Do montante em 31 de março de 2021 de R\$237.328 (R\$214.674 em 31 de dezembro de 2020), as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo apresentam saldo de R\$230.048 (R\$207.749 em 31 de dezembro de 2020), que incluem créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens no valor de R\$216.284 (R\$202.736 em 31 de dezembro de 2020) que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados a razão de 1/48 avos por mês.

9.5 ICMS - Passivo a Recolher - Consolidado

Do montante em 31 de março de 2021 de R\$241.302 (R\$255.795 em 31 de dezembro de 2019), as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo apresentam saldo de R\$233.197 (R\$245.249 em 31 de dezembro de 2020), referente ao ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica.

10 Tributos diferidos

	Controladora		Consolidado								
	Passivo		Ativo				Passivo				
	Não circulante		Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		
	Nota	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
PIS e COFINS	10.1	162	160	31.971	7.701	11.181	29.019	38.387	10.483	444.177	454.723
Imposto de renda e contribuição social	10.2	205.645	206.206			650.049	681.539			695.433	653.459
Imposto sobre serviços								1.073	1.067	1.146	1.159
Total		205.807	206.366	31.971	7.701	661.230	710.558	39.460	11.550	1.140.756	1.109.341

10.1 PIS e COFINS

O PIS e COFINS diferidos reconhecidos apresentam as seguintes naturezas:

	Controladora		Consolidado								
	Passivo		Ativo				Passivo				
	Não circulante		Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Compromissos futuros - EDP Comercializadora				31.971	7.701	11.181	29.019	37.409	9.510	31.532	48.248
Receitas sobre reconhecimento dos custos incorridos (CPC 47) na EDP Soluções								978	973	1.047	1.057
Receita de construção nas controladas de transmissão										407.724	401.585
Atualização monetária dos depósitos judiciais		162	160							3.874	3.833
		162	160	31.971	7.701	11.181	29.019	38.387	10.483	444.177	454.723

10.2 Imposto de renda e contribuição social

São registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias, considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade. São reconhecidos de acordo com a transação que os originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos ativos e passivos são apresentados pela sua natureza e o valor total é apresentado pelo montante líquido após as devidas compensações, conforme requerido pelo CPC 32.

10.2.1 Composição

Natureza dos créditos	Nota	Controladora		Resultado	
		Passivo Não circulante		Períodos de 3 meses findos em 31 de março	
		31/03/2021	31/12/2020	2021	2020
Diferenças Temporárias					
Compra vantajosa	10.2.1.1	149.553	149.553		
Mais valia		54.780	55.356	576	576
Outras		1.312	1.297	(15)	(22)
Total		205.645	206.206	561	554

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



		Consolidado						
Natureza dos créditos	Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio Líquido
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	Períodos de 3 meses findos em 31 de março		2021
						2021	2020	2021
Prejuízos Fiscais	10.2.1.2	287.121	291.210			(4.089)	(6.219)	
Base Negativa da Contribuição Social	10.2.1.2	98.387	99.843			(1.456)	(2.238)	
		385.508	391.053	-	-	(5.545)	(8.457)	-
Diferenças Temporárias								
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		240.998	242.077			(1.079)	1.333	
Benefício pós-emprego		134.203	133.123			1.080	2.654	
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		165.667	160.125			5.542	2.747	
Consumidores - ajuste a valor presente		405	407			(2)	(188)	
Gastos Pré-operacionais		22.798	14.325			8.473	(3)	
Compra vantajosa	10.2.1.1			149.553	149.553			
Mais valia				477.872	478.448	576	576	
Amortização / Depreciação mais valia - CPC 15 (R1)				(145.891)	(141.980)	3.911	3.915	
Uso do bem público - CPC 25		160.886	150.564	48.743	49.311	10.890	1.084	
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)				353.950	329.125	(24.825)	(7.403)	
Remuneração dos ativos da concessão			3.905	357.866	352.432	(9.339)	(37.416)	
PIS e COFINS sobre ativos da concessão		130.664	135.633			(4.969)	9.833	
Instrumentos financeiros - CPC 39		3.283	4.287	45.653	43.075	(2.950)	594	(632)
Benefícios pós-emprego - PSAP	10.2.1.3	(111.268)	(111.268)					
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes		283.097	283.112					(15)
Direito de concessão - GSF	20.1.3.1			139.213	132.212	(7.001)		
Licenças ambientais		12.614	10.645	8.467	8.984	2.486	1.026	
Compromissos futuros		158.611	134.969	253.405	212.301	(17.462)		
Outras		30.354	31.280	67.733	39.342	(29.317)	(3.003)	
Total diferenças temporárias		1.232.312	1.193.184	1.756.564	1.652.803	(63.986)	(24.251)	(647)
Crédito fiscal do ágio incorporado	10.2.1.4	93.360	96.646			(3.286)	(3.442)	
Total bruto		1.711.180	1.680.883	1.756.564	1.652.803	(72.817)	(36.150)	(647)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(1.061.131)	(999.344)	(1.061.131)	(999.344)			
Total		650.049	681.539	695.433	653.459			

10.2.1.1 Compra vantajosa

Os tributos diferidos sobre as compras vantajosas são decorrentes das aquisições da Porto do Pecém (R\$120.096) e da CELESC (R\$29.457). Os tributos sobre as compras vantajosas serão realizados quando da alienação destes investimentos.

10.2.1.2 Prejuízos fiscais e Base negativa da contribuição social

Conforme legislação tributária em vigor, o prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros futuros, até o limite de 30% do lucro tributável, não estando sujeitos a prazo prescricional.

10.2.1.3 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP da EDP São Paulo, refere-se à parcela de benefícios excedente aos ativos relativos aos planos previdenciários do tipo Benefício definido, cuja provisão, em 31 de dezembro de 2001, foi efetuada em contrapartida ao Patrimônio líquido, dedutível por ocasião dos pagamentos mensais, com expectativa de finalização no exercício de 2028 (Nota 24.1.1.2).

10.2.1.4 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente:

(i) na controlada EDP São Paulo: da incorporação, ocorrida no exercício de 2002, da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., representada pelo ágio pago pela Enerpaulo quando da aquisição de ações de emissão da EDP São Paulo;

(ii) na controlada EDP Espírito Santo: da incorporação, ocorrida em abril de 2005, da parcela cindida da Controladora, representada pelo ágio pago pelas incorporadas EDP 2000 Participações Ltda. e EDP Investimentos Ltda. quando da aquisição de ações de emissão da IVEN, na época controladora da EDP Espírito Santo; e

(iii) na controlada Lajeado: da incorporação das controladas EDP Lajeado e Tocantins, ocorrida em novembro de 2009, representada pelo ágio pago pela Lajeado.

Os valores foram contabilizados de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e, conforme determinação da ANEEL, são amortizados pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão das controladas, o que resulta em realização anual média futura do crédito fiscal de R\$5.780 para a controlada EDP São Paulo até o ano de 2027, de R\$1.554 para a controlada EDP Espírito Santo até o ano de 2025 e de R\$3.846 para a controlada Lajeado até o ano de 2032.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



10.2.2 Realização dos tributos diferidos ativos

Os tributos diferidos ativos são revisados a cada encerramento do exercício e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

A Administração da EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Lajeado, Investco, EDP Comercializadora, EDP Varejista, EDP GRID, Enerpeixe, Energest, Porto do Pecém e das controladas de transmissão elaboraram a projeção de resultados tributáveis futuros, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, as controladas estimam recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	A partir de 2029	Total Não Circulante
263.583	291.354	277.151	206.268	221.491	220.257	231.076	1.711.180

A realização do ativo fiscal diferido está em consonância com as disposições do CPC 32 - Tributos sobre o Lucro.

10.2.3 Créditos fiscais diferidos não reconhecidos

Em 31 de março de 2021 a Companhia e suas controladas possuem créditos fiscais relativos à prejuízos fiscais, bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias não reconhecidos nas informações contábeis intermediárias no montante de R\$17.464 (R\$14.829 em 2020), tendo em vista as incertezas na sua realização. Este montante poderá ser objeto de reconhecimento futuro, conforme as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis. Não há prazo de prescrição para a utilização de tais créditos.

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Relacionamento	Preço praticado	Duração	Controladora								Receitas (Despesas)				
				Ativo				Passivo				Operacionais		Financeiras		
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Períodos de 3 meses findos em 31 de março				
				31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020	
Compartilhamento do serviços de infraestrutura (b)																
EDP São Paulo	Controlada (*)		01/01/2015 à 31/12/2021			141	78					450	676			
Energst	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			2	1					6				
EDP Comercializadora	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			26	19					81	91			
EDP Transmissão	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			1	1					2	3			
Investco	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			16	12					51	55			
Porto do Pecém	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			58	38					172	261			
Lajeado	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			12	11					39	49			
EDP Espírito Santo	Controlada		01/01/2015 à 31/12/2021			267	121					473	819			
EDP GRID	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			18	14					55	60			
EDP Transmissão MA I	Controlada		01/07/2017 a 31/12/2021			3	1					6	11			
EDP Transmissão MA II	Controlada		01/07/2017 a 31/12/2021			1	1					4	6			
EDP Transmissão SP-MG	Controlada		01/07/2017 a 31/12/2021			9	4					23	45			
EDP Transmissão Aliança	Controlada		01/07/2017 a 31/12/2021			12	4					23	37			
EDP Soluções	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			15	11					46	56			
EDP Varejista	Controlada		01/01/2015 a 31/12/2021			10	4					23	17			
Opções de ações outorgadas pela Companhia (Nota 11.2.1)																
EDP São Paulo	Controlada		15/06/2016 à 18/06/2025			809	731					79	245			
Energst	Controlada		15/06/2016 a 18/06/2025			1.161	1.079					82	126			
EDP Comercializadora	Controlada		15/06/2016 a 18/06/2025			473	466					7	49			
EDP Espírito Santo	Controlada		19/06/2017 à 18/06/2025			573	485					88	62			
Porto do Pecém	Controlada		15/06/2016 a 18/06/2025			1.342	1.214					128	137			
EDP Transmissão SP-MG	Controlada		06/06/2019 a 05/06/2025			51	41					10	7			
EDP GRID	Controlada		15/06/2016 a 15/06/2025			339	284					55	32			
EDP Transmissão Aliança	Controlada		22/06/2020 a 22/06/2025				10					(10)				
Contrato de serviços de consultoria																
EDP Renováveis	Parte Relacionada		01/06/2017 a indeterminado	359	339	270	270									
Contrato de prestação de serviços (c)																
EDP Portugal	Controladora		Indeterminado	8.637	7.954			39.284	34.923	1.289	1.098	(5.103)	(1.302)	(2.355)	(15.244)	
EDP Valor	Parte Relacionada		Indeterminado					4.349	3.794			(299)	(460)			
Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (d)																
EDP Espírito Santo	Controlada		01/01/2019 à 31/12/2021			504	180					2.250	3.039			
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto		01/01/2019 a 31/12/2021			203	193			259	259	129	131			
EDP Transmissão MA I	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			71	51					235	71			
EDP Transmissão MA II	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			65	62					216	116			
EDP Transmissão SP-MG	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			88	59					290	84			
EDP Transmissão Aliança	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			100	62					311	155			
Energst	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			41	108					290	250			
EDP Soluções	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			90	196					385	254			
Lajeado	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			84	144					247	344			
Porto do Pecém	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			474	738					1.818	1.191			
EDP GRID	Controlada		01/01/2019 à 31/12/2022				125					222	378			
EDP São Paulo	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021								35	2.192	1.090			
EDP Comercializadora	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			157	201					667	618			
Enerpeixe	Controlada		01/01/2019 à 31/12/2021			134	153					402	383			
Investco	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			215	234					649	549			
EDP Transmissão	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			87	70					260	126			
EDP Varejista	Controlada		01/01/2019 a 31/12/2021			46	30					207	86			
Compartilhamento da plataforma Neweb (e)																
EDP Portugal	Controladora		Indeterminado					8.224	5.874			(1.939)	(645)	(1.864)	(947)	
				8.996	8.293	13.604	17.478	51.857	44.591	3.338	2.854	11.643	19.641	(4.219)	(16.191)	
				8.996	8.293	661.456	589.652	51.857	44.591	3.338	2.854	11.643	19.641	(1.740)	(13.401)	

Notas explicativas
 Período findo em 31 de março de 2021
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Relacionamento	Preço praticado	Duração	Consolidado								Receitas (Despesas)						
				Ativo		Passivo		Operacionais				Financeiras						
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Períodos de 3 meses findos em 31 de março						
				31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020			
Compartilhamento do serviços de infraestrutura (b)																		
EDP Renováveis	Parte Relacionada		29/07/2015 à 31/12/2021			18	18											
Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)																		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto		01/01/2019 a 31/12/2021			203	193			261	259	129						
Pecém TM	Controlada em conjunto		01/05/2015 a 01/05/2025	206		77					690							
Pecém OM	Controlada em conjunto		01/05/2015 a 01/05/2025	458	351		75											
Mabe	Controlada em conjunto		01/05/2015 a 01/05/2020	1.300	1.310													
Compartilhamento da plataforma Neweb (e)																		
EDP Portugal	Controladora		Indeterminado					8.224	5.874			(1.939)	(645)	(1.864)	(947)			
				10.960	10.150	1.058	953	53.797	46.440	1.786	2.283	(6.790)	(2.621)	(4.310)	(16.191)			
				11.472	10.641	1.058	953	60.600	50.127	1.786	2.283	(8.705)	(6.615)	(4.310)	(15.929)			

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.
 Os avais e fianças concedidos e recebidos pela Companhia estão demonstrados na nota de Garantias (Nota 34.2).

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



As operações realizadas com as contrapartes informadas abaixo ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro.

(a) Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos: A partir de 1º de janeiro de 2018 a EDP - Energias do Brasil é responsável pela contratação do novo Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos que contemplam as atividades das áreas corporativas. O contrato foi anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 1.329, publicado em 14 de junho de 2018, e aprova o compartilhamento de recursos humanos entre a EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado e Porto do Pecém.

O contrato possuía vigência até 31 de dezembro de 2019 e foi implementado utilizando o critério regulatório definido na Resolução Normativa ANEEL nº 699/16. O novo critério aloca os gastos com pessoal de maneira proporcional ao Ativo Imobilizado Bruto (AIB), ponderada por um fator definido para cada segmento (distribuição e geração), excluídos os gastos da *holding* e da comercializadora, que são compartilhados de forma preditiva.

A ANEEL se manifestou informando que não é mais necessária a anuência prévia para a celebração do termo aditivo do contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos, que passa a compartilhar as despesas de pessoal entre a EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Porto do Pecém, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II, e EDP Transmissão SP-MG. O contrato manterá o critério de rateio regulatório conforme acima e sua nova vigência será até dezembro de 2021.

Adicionalmente, a partir de 1º de janeiro de 2020 e com prazo de vigência de 24 meses, foi celebrado o Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos entre a Companhia, as controladas EDP Varejista, EDP GRID e EDP Soluções, sem necessidade de anuência prévia ANEEL, utilizando o critério de alocação dos gastos pelo percentual de dedicação da atividade, processo ou departamento às partes relacionadas.

(b) Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura: O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com a locação do imóvel, gastos condominiais e gastos de telecomunicações.

Em 28 de julho de 2015, por meio do Despacho nº 2.430, a ANEEL anuiu o pedido e estipulou a vigência de 48 meses a partir da data da publicação do Despacho. Entretanto, a Companhia foi autorizada a realizar o compartilhamento somente a partir de agosto de 2015. Em 16 de setembro de 2015, a Companhia solicitou à ANEEL anuência para os Termos de Quitação e Outras Avenças, objetivando aprovar os pagamentos referentes ao período de janeiro a julho, dos Contratos de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, uma vez que foram anuídos sem retroatividade. O pedido foi anuído pela ANEEL em 25 de abril de 2016, por meio do Despacho nº 987/16.

A EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP Comercializadora, EDP Transmissão, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II, EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão SP-MG, Instituto EDP, Investco, Lajeado, CEJA, Cachoeira Caldeirão, São Manoel, EDP Soluções e EDP GRID também firmaram contratos com o mesmo objeto, todavia, os mesmos não necessitavam de ser submetidos à anuência prévia da ANEEL, pois as partes não são delegatárias do serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 334/08, válida à época da celebração dos contratos, que regulamentava os atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas. Estes contratos finalizaram em 31 de dezembro de 2018.

Foi firmado contrato de compartilhamento de infraestrutura com vigência de 36 meses a partir de 1º de janeiro de 2019 para as Companhias EDP - Energias do Brasil e suas partes relacionadas EDP Comercializadora, EDP GRID, EDP Soluções, Lajeado, Porto do Pecém, Investco, EDP Varejista e Instituto EDP considerando os mesmos critérios adotados anteriormente.

Adicionalmente, em agosto de 2019 foi publicada a anuência da ANEEL, através do Despacho nº 2.636/2019, celebrando contrato de compartilhamento de espaço e serviços de infraestrutura entre a EDP Energias do Brasil e partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II e EDP Transmissão SP-MG, com vigência de 29 meses, utilizando-se do critério regulatório previsto na Resolução Normativa nº 699/16.

Os percentuais de rateio devem ser revistos anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL.

(c) Contratos de Prestação de serviços

Os órgãos responsáveis pelo controle e respectiva supervisão destes contratos são o Comitê de Governança Corporativa e Partes Relacionadas, o Conselho de Administração e uma área interna da Companhia dedicada a apuração e conferência dos serviços importados e exportados.

Todo serviço importado ou exportado é submetido a uma análise criteriosa que exige interação da área dedicada a apuração e conferência com as demais áreas internas da Companhia que importaram e exportaram o serviço. São averiguados se o tempo despendido nas atividades, o número de pessoas beneficiadas e o volume de negócios agregado demonstram efetivamente despendido pelos colaboradores para realizar as atividades em questão.

EDP Portugal

Os montantes referem-se à contratos de prestação de serviços de consultoria e apoio a gestão celebrado mutuamente entre a Companhia e seu acionista controlador EDP - Energias de Portugal S.A. Estes contratos tem como objetivo: (i) o compartilhamento de custos, estrutura, conhecimento e tecnologia, possibilitando, assim, uma maior sinergia entre as empresas do grupo; (ii) evitar eventual capacidade ociosa de pessoal; (iii) reduzir os custos de contratação de determinados serviços em relação à média do mercado; e (iv) impedir o acesso de terceiros a questões estratégicas ou informações de tecnologia própria das contratantes.

EDP Comercializadora, Enerpeixe, Investco, Lajeado, Cachoeira Caldeirão, CEJA, EDP Transmissão e EDP Transmissão MA II

Os contratos tem por objetivo a prestação de serviços relacionados aos processos de operação da usina, das linhas, subestações e equipamentos associados, bem como a interlocução junto ao Operador Nacional do Sistema - ONS, com vigência de 36 meses, a partir de 1º de janeiro de 2019 e término em 31 de dezembro de 2021, pela EDP - Energias do Brasil como cedente, tendo como cessionária a EDP Comercializadora, sendo que um aditivo foi firmado em 1º de outubro de 2019, quando do início das prestações de serviços, passando a EDP Comercializadora para cedente. Os processos de operação estão divididos entre serviços de pré-operação, pós-operação, serviços de supervisão de informações em tempo real, normatização, sistema de controle e infraestrutura via Centro de Operação, automação e telecomunicações.

Foi anuída pela ANEEL os seguintes Despachos, relacionados a celebração do contrato de Prestação de serviços com a Companhia, referente a operação remota na modalidade "Tempo Real", em regime de turnos contínuos de 24 horas, durante os 7 dias da semana, pelo prazo de 36 meses: (i) Despacho nº 1.976, de 3 de julho de 2020 com a EDP Transmissão no valor global do contrato de R\$1.260; e (ii) Despacho nº 3.403, de 5 de dezembro de 2019 com a EDP Transmissão MA II no valor global do contrato de R\$1.800.

EDP Comercializadora, EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão SP- MG e EDP Transmissão Litoral Sul

Foi anuída pela ANEEL os seguintes Despachos, relacionados a celebração do contrato de Prestação de serviços, referente a operação remota na modalidade "Tempo Real", em regime de turnos contínuos de 24 horas, durante os 7 dias da semana, pelo prazo de 36 meses: (i) Despacho nº 1.962, de 3 de julho de 2020 com a EDP Transmissão Aliança no valor global do contrato de R\$1.726; (ii) Despacho nº 2.943, de 14 de outubro de 2020 com a EDP Transmissão MA I no valor global do contrato de R\$1.769; (iii) Despacho nº 3.036, de 22 de outubro de 2020 com a EDP Transmissão SP-MG no valor global do contrato de R\$1.785; e (iv) Despacho nº 588, de 03 de março de 2021 com a EDP Transmissão Litoral Sul no valor global do contrato de R\$1.573.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



(d) Contrato de Compartilhamento de Atividades de *Backoffice*: O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com materiais, prestação de serviços e outros gastos associados às atividades de *backoffice*, tais como as funções administrativas, financeiras, contábeis, jurídicas e etc..

O critério de rateio considera direcionadores que ponderam o esforço de cada área para cada empresa, que foi suportado por consultoria especializada independente, e envolve as seguintes partes relacionadas: EDP - Energias do Brasil e suas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado e Porto do Pecém.

Em 10 de dezembro de 2019 o contrato de compartilhamento de *backoffice* foi anuído pela ANEEL, por meio do Despacho nº 3.399, onde sua vigência será referente aos exercícios de 2019 a 2021 para a EDP Energias do Brasil e suas partes relacionadas: EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Porto do Pecém, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II e EDP Transmissão SP-MG. O critério de rateio considera os mesmos direcionadores mencionados acima, suportado por consultoria especializada independente.

Este contrato não necessita ser submetido à anuência prévia da ANEEL, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 699/16, uma vez que o reembolso do contrato negociado não supera o limite anual baseado na receita líquida das controladas.

(e) Compartilhamento da plataforma *Neweb*: Refere-se à licença de utilização do *software Neweb*, contratado pela EDP Portugal, com o objetivo de hospedar os diferentes sites Grupo EDP no mundo.

11.1 Controladora direta e final

A controladora final da Companhia é a EDP – Energias de Portugal S.A., que exerce controle por meio de suas controladas EDP International Investments and Services, S.L. e a EDP IS - Investimentos e Serviços, Sociedade Unipessoal, Lda..

11.2 Remuneração dos administradores

11.2.1 Ações outorgadas pela Companhia

Entre os anos de 2016 e 2020, a Companhia instituiu, planos de remuneração baseado em ações, com características semelhantes, os quais concedem outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os mesmos, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários das controladas, sendo estimado no resultado de 2020 da Companhia o montante de R\$439 (R\$658 em 2020) a ser reembolsado pelas controladas no momento da outorga. A outorga das ações será concedida quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo de 3 ou 5 anos a partir do início do plano.

11.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia aos períodos findos em 31 de março

	2021				2020			
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Total
Remuneração (a)	1.073	362	56	1.491	1.116	335	55	1.506
Benefícios de curto prazo (b)	41			41	28			28
Benefícios - Previdência privada	33			33	27			27
Total	1.147	362	56	1.565	1.171	335	55	1.561

(a) É composta pela remuneração fixa e variável (bônus e participação nos resultados), além dos respectivos encargos sociais.

(b) Representa os benefícios com assistência médica e odontológica, subsídio medicamento, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

Em relação as ações outorgadas, o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2021, é de R\$244 (R\$114 em 2020). Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária no quadro acima quando da efetiva outorga das ações da Companhia.

12 Estoques

	Nota	Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020
Matéria prima e insumos para produção de energia			
Carvão	12.1	179.999	60.268
Diesel		2.818	1.702
Cal		246	246
Outros		3.438	2.422
		<u>186.501</u>	<u>64.638</u>
Material de almoxarifado		92.493	87.726
Resíduos e sucatas		41.056	34.786
Kit fotovoltaico		413	424
Estoque de Produtos em Elaboração		2.207	2.176
Outros		15	15
(-) Perda estimada na realização dos estoques		<u>(7.473)</u>	<u>(6.685)</u>
Total		<u>315.212</u>	<u>183.080</u>

Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, deduzidos de eventual perda no valor recuperável. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados nas rubricas de: (i) Ativos da concessão, nas controladas de distribuição, pelo montante, em 31 de março de 2021, de R\$131.200 (R\$63.258 em 31 de dezembro de 2020); e (ii) Imobilizado, nas controladas de geração e serviços, pelo montante, em 31 de março de 2021 de R\$20.723 (R\$19.502 em 31 de dezembro de 2020).

12.1 Carvão

O aumento de estoque de carvão na controlada Porto de Pecém é devido a usina térmica não ter sido despachada em março de 2021, atrelado a elevação do dólar e API 2 (preço de referência para o carvão importado) para as aquisições de carvão ocorridas no período de 2021.

13 EDP Comercializadora - Compromissos futuros

Os contratos celebrados pela EDP Comercializadora visam a comercialização de energia elétrica de acordo com os requisitos das Regras de Comercialização, regulamentadas pela ANEEL, aplicáveis à todos os agentes registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Essas transações são mantidas para recebimento ou entrega até a data de liquidação da operação prevista no contrato, de acordo com os requisitos contratuais de compra e venda. A controlada alterou o posicionamento para a comercialização dos contratos de compra e venda de energia no que diz respeito aos agentes em entendimento, sendo até 2019 substancialmente dentro da controlada e, a partir de 2020, tendo o objetivo também de comercializar com outros agentes. Em 2020, a controlada identificou e julgou que ocorreram mudanças relevantes no mercado de energia, assim como alterações em sua própria metodologia de risco e estratégia na intermediação comercial entre geradoras e clientes finais.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Nesse sentido, a controlada avaliou seus contratos, sob a ótica do CPC 48 - Instrumentos Financeiros, julgando que agora os mesmos não se destinam apenas a entrega da energia ("uso próprio", conforme termo utilizado pelo CPC 48), mas para a geração de valor na intermediação financeira, no que se refere a compra e venda de item não financeiro (energia), mas que podem ser liquidados pelo seu valor líquido à vista ou por outro instrumento financeiro. Portanto, a partir de 2020, a controlada passou a reconhecer de forma integral as curvas compradas e vendidas de energia de seu portfólio (no limite da venda) – "compromissos futuros" e mensuradas ao valor justo pela utilização de curva de *forward* com as melhores informações disponíveis e observáveis.

No período findo 31 de março de 2021, a realização do valor justo dos referidos contratos, por meio da liquidação entre compra e venda de energia, gerou receita líquida de R\$57.787 registrado no resultado do período, sendo R\$120.891 em receita e R\$63.104 em despesa (Notas 28 e 29).

14 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar – Passivo

Nota	Controladora				Consolidado			
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Outros créditos - Ativo								
Adiantamentos	182	94			16.905	19.241	24	671
Descontos tarifários	14.1				59.673	57.001		
Modicidade tarifária - baixa renda	14.2						8.055	8.055
Bens destinados à alienação/desativação	2.411	2.410			10.534	6.672		
Serviços em curso					5.253	5.442	485	481
Serviços prestados a terceiros	4	343			76.811	67.880	745	868
Convênios de arrecadação					4.797	4.836		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	11							
Rendas a receber	8.996	8.293	13.604	17.478	10.960	10.150	1.058	953
Prêmio de risco - GSF	14.3				2.926	3.429		
Despesas pagas antecipadamente					3.290	3.290	20.282	21.104
Títulos a receber	544	490	11	206	27.192	6.004	8.692	4.632
Outros	1.765	1.435	26.340	26.122				
	6.941	6.601	2.688	2.677	26.311	27.936	2.697	2.685
Total	20.843	19.666	42.643	46.483	244.652	211.881	42.038	39.449
Outras contas a pagar - Passivo								
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos					767	1.837		
Contribuição de iluminação pública	14.4				29.200	29.675		
Credores diversos - consumidores e concessionárias					57.468	49.329		645
Folha de pagamento		762	1.166		5.736	8.398		
Modicidade tarifária - baixa renda	14.2				469	472	9.810	9.810
Arrecadação de terceiros a repassar					14.211	14.252		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	11	51.857	44.591	3.338	2.854	53.797	1.786	2.283
Arrendamentos e alugueis	14.7	1.331	1.019	7.223	195	32.065	86.829	40.177
Obrigações Sociais e Trabalhistas	14.6	19.903	16.152			131.221	109.273	
Reserva para reversão e amortização					1.944	1.945	9.232	9.718
Adiantamento para futuro aumento de capital	11						3.830	
Adiantamento de descontos tarifários	14.1					10.242		
Outros	14.8	3.435	3.434	200	200	57.117	48.809	24.110
Total	77.288	66.362	10.761	3.249	383.995	351.293	135.597	97.200

14.1 Adiantamentos e descontos tarifários

Refere-se a descontos aplicados a clientes nas tarifas de unidades consumidoras, conforme regulamentação da ANEEL, por meio de resoluções específicas. Os descontos são aplicados de acordo com a classificação da atividade de cada unidade consumidora e procuram contemplar residências de famílias com baixa renda inscritas no Cadastro Único do Governo Federal, estímulo à melhoria da produção agrícola, assim como descontos para serviços públicos essenciais, como é o caso das unidades de água, esgoto e saneamento.

Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, a regulamentação também estabelece o direito das controladas de serem ressarcidas dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme Lei nº 10.438/02.

Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos é de responsabilidade da CCEE.

A ANEEL homologou os valores a serem repassados para a EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
EDP Espírito Santo		
ANEEL nº 2.589/19	Ago/19 a Jul/20	24.352
ANEEL nº 2.749/20	Ago/20 a Jul/21	20.523
EDP São Paulo		
ANEEL nº 2.629/19	Out/19 a Set/20	8.663
ANEEL nº 2.790/20	Out/20 a Set/21	7.868

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Consolidado			Saldo em 31/03/2021
	Saldo em 31/12/2020	Descontos tarifários	Ressarcimento	
Subsídio Baixa Renda	16.029	22.070	(20.401)	17.698
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	17.013	54.827	(48.218)	23.622
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	874	2.516	(2.616)	774
Subsídio Rural	33.173	23.856	(19.086)	37.943
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 414/10	(22.944)	10.633	(11.520)	(23.831)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	12.872	4.106	(5.522)	11.456
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(10.258)	477	1.792	(7.989)
	46.759	118.485	(105.571)	59.673

Adicionalmente, demonstramos abaixo a abertura por parcela de desconto tarifário:

	EDP Espírito Santo	EDP São Paulo	Saldo em 31/03/2021	Saldo em 31/12/2020
Parcela mensal	20.406	18.818	39.224	29.815
Parcela de ajustes homologados	3.824	(7.868)	(4.044)	(4.044)
Parcela de ajustes a homologar	9.936	(3.144)	6.792	4.959
Saldo subsídio baixa renda	7.346	10.355	17.701	16.029
	41.512	18.161	59.673	46.759

14.2 Modicidade tarifária – baixa renda - Consolidado

Através do Termo de Notificação nº 1.091/05, a Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, atual Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção do critério de cadastramento do equipamento de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando-as de bifásicas para monofásicas, com efeito retroativo ao ano de 2002.

As unidades consumidoras, apesar de estarem conectadas por meio do sistema monofásico a três fios, estavam classificadas como bifásicas, situação que impedia o faturamento das mesmas na condição de residencial baixa renda. Depois de inúmeras negociações com ANEEL e ARSESP, entre os períodos de 2008 a 2009, a EDP São Paulo providenciou a revisão dos faturamentos classificando as unidades consumidoras como residencial Baixa Renda, quando identificados os valores a devolver aos consumidores até então faturados sem o benefício da tarifa social.

Conforme acordado com ANEEL e ARSESP, a restituição de valores aos consumidores teve início a partir do faturamento de março de 2009. Até 31 de março de 2021 foi restituído o montante de R\$19.459 (R\$19.473 em 31 de dezembro de 2020), restando um saldo a restituir no montante de R\$10.279 (R\$10.282 em 31 de dezembro de 2020), envolvendo unidades consumidoras ainda ativas e inativas do cadastro de faturamento da EDP São Paulo.

Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, as unidades consumidoras inativas estão a exigir medidas da EDP São Paulo, com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.

Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da EDP São Paulo reaver valores a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas, cujo saldo a receber em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 é de R\$8.055, que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

14.3 Prêmio de risco - GSF

Devido a adesão da repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, o saldo do Ativo Circulante e Não circulante referem-se aos prêmios equivalentes aos montantes pagos de GSF, das competências de janeiro a dezembro de 2015, amortizados linearmente.

A movimentação do período está demonstrado a seguir:

Controladas	Períodos de amortização	Saldo em 31/12/2020		Saldo em 31/03/2021	
		Amortização		Amortização	
Lajeado	Jan/2015 a Mar/2029	22.287	(675)		21.612
Investoo	Jan/2015 a Mar/2029	394	(12)		382
Energest	Jan/2015 a Fev/2024	1.713	(135)		1.578
Total		24.394	(822)		23.572
Circulante		3.290			3.290
Não circulante		21.104			20.282

14.4 Contribuição de Iluminação Pública

Refere-se à Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP que tem por finalidade os serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. É cobrada dos consumidores, em conformidade com o estabelecido por lei municipal, arrecadada pelas distribuidoras e repassadas mensalmente às Prefeituras, conforme previsto no artigo 149-A da Constituição Federal.

14.5 Obrigações sociais e trabalhistas

Referem-se aos montantes de provisão e gratificação de férias, provisão de 13º salário, provisão de participação nos lucros e resultados e seus respectivos INSS e FGTS.

14.6 Reserva para reversão e amortização

Refere-se a recursos derivados da Reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do Serviço Público de Energia Elétrica - SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela EDP São Paulo na expansão do SPEE. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. A amortização do principal aguardava determinações do Poder Concedente.

O Decreto Lei nº 9.022/17 determinou que as Concessionárias, que possuíam recursos correspondentes ao fundo de reversão, deveriam amortizar integralmente seus débitos até 31 de dezembro de 2026, junto à CCEE.

As amortizações foram iniciadas em janeiro de 2018 e o montante relativo ao principal e juros, das próximas 12 parcelas, foram transferidos do não circulante para o circulante.

14.7 Arrendamentos e Aluguéis

Em decorrência da adoção do CPC 06 (R2) a partir de 1º de janeiro de 2019, a Companhia e suas controladas efetuaram o registro dos montantes a pagar dos contratos de arrendamentos e aluguéis conforme demonstrado abaixo:

	Controladora					Saldo em 31/03/2021
	Saldo em 31/12/2020	Adições	Pagamentos	Transferências	AVP	
Edifícios	1.019	609	(456)	51	12	1.235
Veículos	-	151	(55)			96
Total Circulante	1.019	760	(511)	51	12	1.331
Edifícios (Nota 19.2.1)	195	7.080		(51)	(1)	7.223
Total Não circulante	195	7.080	-	(51)	(1)	7.223
	1.214	7.840	(511)	-	11	8.554



Consolidado						
	Saldo em 31/12/2020	Adições	Pagamentos	Transferências	AVP	Saldo em 31/03/2021
Edifícios	14.712	3.980	(5.149)	(503)	3.402	16.442
Máquinas e equipamentos	7.094	4.300	(2.523)	1.042	(328)	9.585
Veículos	8.815	1.343	(2.036)	1.078	(3.162)	6.038
Total Circulante	30.621	9.623	(9.708)	1.617	(88)	32.065
Edifícios (Nota 19.2.1)	29.924	44.515		447	3.624	78.510
Máquinas e equipamentos	6.101			(1.042)	276	5.335
Veículos	4.152			(1.066)	(102)	2.984
Total Não circulante	40.177	44.515	-	(1.661)	3.798	86.829
	70.798	54.138	(9.708)	(44)	3.710	118.894

Os montantes registrados no passivo estão atualizados pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M e encontram-se ajustados a valor presente pelas taxas que representam o custo de financiamento dos respectivos bens arrendados.

As taxas acima referidas, bem como o vencimento dos referidos arrendamentos e aluguéis consideram o fluxo futuro de pagamentos, conforme abaixo:

	Controladora		Consolidado					
	Edifícios		Edifícios		Máquinas e equipamentos		Veículos	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
2021	919	8,84%	11.667	9,03%	6.987	9,79%	4.492	8,97%
2022	316	10,50%	4.775	9,89%	2.598	9,76%	1.546	9,59%
Total Circulante	1.235		16.442		9.585		6.038	
2022	1.012	10,50%	11.190	9,99%	5.201	10,12%	2.967	9,50%
2023	1.265	10,96%	14.119	10,19%	134	5,96%	17	5,11%
2024	1.223	11,19%	13.186	10,34%				
2025	1.223	11,19%	12.824	10,45%				
2026	1.223		12.138	10,97%				
2027 até 2039	1.277		15.053	15,28%				
Total Não circulante	7.223		78.510		5.335		2.984	

O direito potencial de PIS/COFINS a recuperar, embutido na contraprestação de arrendamento/locação, conforme os períodos previstos para pagamento, estão demonstrados a seguir:

Fluxos de caixa	Controladora		Consolidado	
	Nominal	Com AVP	Nominal	Com AVP
Contraprestação do arrendamento	14.929	8.554	186.699	118.765
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(1.381)	(791)	(17.270)	(10.986)

Os contratos de arrendamentos e aluguéis foram registrados em contrapartida da rubrica do Imobilizado como "Ativos de direito de uso" (Nota 19.1.2).

14.8 Outros - Passivo circulante Consolidado

O valor de R\$57.117 na rubrica de Outros, refere-se substancialmente ao adiantamento de receitas relativo ao contrato de compartilhamento de infraestrutura de cliente na EDP São Paulo.

15 Investimentos e Provisão para passivo a descoberto

Nas informações contábeis intermediárias da Controladora os investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas com participação no capital votante superior a 20% ou com influência significativa, são avaliadas por equivalência patrimonial.

• Controladas

Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades de propósito específico) nas quais a Companhia está exposta ou tem direito de determinar as políticas financeiras e operacionais para obter retornos variáveis decorrentes de suas atividades.

• Coligadas e Controladas em Conjunto

Coligadas são todas as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto.

Controladas em conjunto são todas as entidades sobre as quais a Companhia tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Os investimentos em acordos em conjunto são classificados como empreendimentos controlados em conjunto (*joint ventures*) dependendo dos direitos e das obrigações contratuais de cada investidor.

Os investimentos do Grupo EDP - Energias do Brasil em coligadas e *joint ventures* incluem o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada.

A participação da Companhia nos lucros ou prejuízos de suas coligadas e controladas em conjunto é reconhecida na demonstração do resultado e a participação em Outros resultados abrangentes é reconhecida diretamente contra o Patrimônio líquido da Companhia. Quando a participação da Companhia nas perdas de uma coligada ou controladas em conjunto for igual ou superior ao valor contábil do investimento, incluindo quaisquer outros recebíveis, a Companhia não reconhece perdas adicionais, a menos que tenha incorrido em obrigações ou efetuado pagamentos em nome da coligada ou controlada em conjunto.

Os ganhos não realizados das operações entre o Grupo EDP - Energias do Brasil e suas coligadas e controladas em conjunto são eliminados na proporção da participação do Grupo EDP - Energias do Brasil. As perdas não realizadas também são eliminadas, a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis das coligadas e controladas em conjunto são alteradas, quando necessário, para assegurar consistência com as políticas adotadas pelo Grupo EDP - Energias do Brasil.

• Combinação de negócios

Uma combinação de negócios ocorre por meio de um evento em que a Companhia ou suas controladas adquirem o controle de um novo ativo (negócio), independente da sua forma jurídica. No momento da aquisição a Companhia adquirente deverá reconhecer e mensurar os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos e as participações societárias de não controladores à valor justo, que resultará no reconhecimento de um ágio por expectativa de rentabilidade futura (*goodwill*) ou em um ganho proveniente de compra vantajosa, sendo o ganho alocado ao resultado do período. Os custos gerados pela aquisição dos ativos deverão ser alocados diretamente ao resultado na medida que são incorridos.

Notas explicativas
 Período findo em 31 de março de 2021
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)



15.1 Movimentação dos Investimentos e da Provisão para passivo a descoberto

	Saldo em 31/12/2020	Baixas / Amortiza- ções	Equivalência patrimonial	Dividendos / JSCP	Controladora		Saldo em 31/03/2021	% Participação direta	
					Outros resultados abrangentes	Outras		31/03/2021	31/12/2020
Investimentos									
EDP São Paulo	987.963		118.815			1.106.778		100,00	100,00
EDP Espírito Santo	1.082.961		108.146		29	1.191.136		100,00	100,00
Lajeado Energia	215.693		30.437			246.130		55,86	55,86
Lajeado Energia (Mais Valia)	96.019		(669)			94.951	(399)	55,86	55,86
EDP Transmissão	53.189		24.247			77.436		100,00	100,00
EDP Transmissão MA I	134.190		38.264			172.454		100,00	100,00
EDP Transmissão MA II	49.863		6.475			56.338		100,00	100,00
EDP Transmissão Aliança	214.726		22.141			236.867		90,00	90,00
EDP Transmissão SP-MG	191.785		28.929			220.714		100,00	100,00
Enerpeixe	398.565		(10.978)			387.587		60,00	60,00
Energest	319.157		42.922			362.079		100,00	100,00
EDP Comercializadora	305.282		24.354			329.636		100,00	100,00
EDP Varejista	6.392		(893)			5.499		100,00	100,00
CEJA	457.008		8.774			465.782		50,00	50,00
CEJA (Mais Valia)	161.346		(1.681)			159.665		50,00	50,00
Cachoeira Caldeirão	289.294		(3.635)			285.659		50,00	50,00
Cachoeira Caldeirão (Mais Valia)	1.467		(13)			1.454		50,00	50,00
Porto do Pecém	2.613.691		49.924		(233)	2.663.382		100,00	100,00
Porto do Pecém (Mais Valia)	310.697		(4.984)			305.713		100,00	100,00
P. Pecém Transp. Minérios	4.985		104			5.089		50,00	50,00
Pecém Operações e Manutenção	3.501		108			3.609		50,00	50,00
Resende	21.199		(4)			21.195		100,00	100,00
EDP Grid	93.122		(3.613)		1.461	90.970		100,00	100,00
Mabe	1.136		(160)			976		50,00	50,00
CELESC (*)	482.754		69.851	(15.560)	56.286	593.331		29,90	29,90
São Manoel	630.300		(4.998)			625.302		33,334	33,334
EDP Ventures	4.915		(311)			4.604		100,00	100,00
	<u>9.131.200</u>	<u>-</u>	<u>541.552</u>	<u>(15.560)</u>	<u>57.543</u>	<u>(399)</u>	<u>9.714.336</u>		
Direito de Concessão (Nota 15.1.1)									
EDP São Paulo	11.297	(364)				10.933			
Enerpeixe	1.838	(29)				1.809			
Lajeado	63.381	(1.319)				62.062			
	<u>76.516</u>	<u>(1.712)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>74.804</u>		
Total dos Investimentos	<u>9.207.716</u>	<u>(1.712)</u>	<u>541.552</u>	<u>(15.560)</u>	<u>57.543</u>	<u>(399)</u>	<u>9.789.140</u>		

(*) O montante de R\$593.331 refere-se ao investimento na CELESC no exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Notas explicativas
 Período findo em 31 de março de 2021
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Consolidado					
	Saldo em 31/12/2020	Adições	Equivalência Patrimonial	Dividendos/JSCP	Outros resultados abrangentes	Saldo em 31/03/2021
Investimentos						
EDP - Energias do Brasil						
CELESC	482.754		69.851	(15.560)	56.286	593.331
Pecém TM	4.985		104			5.089
Pecém Operações e Manutenção	3.501		108			3.609
CEJA	457.006		8.774			465.780
CEJA (Mais Valia)	161.346		(1.681)			159.665
Cachoeira Caldeirão	289.294		(3.635)			285.659
Cachoeira Caldeirão (Mais Valia)	1.467		(13)			1.454
Mabe	1.136		(160)			976
São Manoel	630.300		(4.998)			625.302
EDP Comercializadora						
BBCE	470					470
Total dos Investimentos	2.032.259	-	68.350	(15.560)	56.286	2.141.335
	Saldo em 31/12/2020	Adições	Equivalência Patrimonial	Dividendos/JSCP	Outros resultados abrangentes	Saldos em 31/03/2021
Provisão para passivo a descoberto						
EDP Ventures						
Blue Sol Participações	-	(4.212)	-	-	-	(4.212)
Total de Provisão para passivo a descoberto	-	(4.212)	-	-	-	(4.212)
Investimento líquido	2.032.259	(4.212)	68.350	(15.560)	56.286	2.137.123

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



15.1.1 Direito de concessão

Conforme o ICPC 09, os Direitos de concessão são classificados como investimentos na controladora. Para fins de consolidação, estão classificados como Intangível (Nota 20.1.3).

15.2 Participação direta dos investimentos

Companhia	Ações/Quotas possuídas pela Companhia (Mil)				% de participação da Companhia				Ativos totais		Passivos (Circulantes e Não circulantes)		Patrimônio líquido (Passivo a descoberto)		Receitas		Resultado líquido do período	
	31/03/2021		31/12/2020		31/03/2021		31/12/2020		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
	Ordinárias / Quotas	Preferenciais	Ordinárias / Quotas	Preferenciais	Capital social integralizado	Capital votante	Capital social integralizado	Capital votante										
EDP São Paulo	39.091.735		39.091.735		100,00	100,00	100,00	100,00	6.207.733	6.097.354	5.100.955	5.109.391	1.106.778	987.963	1.241.216	1.079.089	118.815	54.034
EDP Espírito Santo	5.876		5.876		100,00	100,00	100,00	100,00	5.764.667	5.313.967	4.573.531	4.231.006	1.191.136	1.082.961	1.091.561	904.171	108.146	79.176
Energest	48.205		48.205		100,00	100,00	100,00	100,00	564.715	540.841	202.638	221.686	362.077	319.155	125.120	85.654	42.922	35.645
Lajeado	113.690		113.690		55,86	100,00	55,86	100,00	1.284.049	1.270.771	548.038	593.939	736.011	676.832	178.770	166.116	65.755	35.930
CEJA	12.897		12.897		50,00	50,00	50,00	50,00	1.746.043	1.735.290	814.481	821.276	931.562	914.014	72.001	68.184	17.548	10.430
Enerpeixe	499.951		499.951		60,00	60,00	60,00	60,00	2.389.181	2.235.392	1.743.201	1.571.115	645.980	664.277	76.267	66.111	(18.297)	4.783
Cachoeira Caldeirão	364.000		364.000		50,00	50,00	50,00	50,00	1.413.998	1.420.297	842.679	841.707	571.319	578.590	38.485	35.542	(7.271)	(7.427)
EDP Comercializadora	32.606		32.606		100,00	100,00	100,00	100,00	1.410.374	1.589.841	1.080.738	1.284.559	329.636	305.282	876.813	1.159.381	24.354	8.900
EDP Varejista	4.531		4.531		100,00	100,00	100,00	100,00	16.761	17.542	11.262	11.150	5.499	6.392	22.166	13.840	(893)	229
EDP GRID	10		10		100,00	100,00	100,00	100,00	330.016	320.971	239.045	227.848	90.971	93.123	6.066	6.520	(3.613)	(4.183)
Porto do Pecém	2.368.998		2.368.998		100,00	100,00	100,00	100,00	3.810.625	3.967.706	1.147.243	1.354.015	2.663.382	2.613.691	389.269	498.341	49.924	79.568
Pecém TM	1.682		1.682		50,00	50,00	50,00	50,00	16.948	16.687	6.769	6.715	10.179	9.972	5.168	5.354	207	221
Pecém OM	3.527		3.527		50,00	50,00	50,00	50,00	9.282	8.824	2.068	1.825	7.214	6.999	1.983	1.894	215	181
São Manoel	803.341		803.341		33,33	33,33	33,33	33,33	3.906.964	3.916.985	2.031.093	2.026.122	1.875.871	1.890.863	96.382	90.500	(14.992)	(32.497)
Mabe	283.076		283.076		50,00	50,00	50,00	50,00	6.617	9.680	4.024	7.407	2.593	2.273			(321)	(12.191)
Resende	21.573		21.573		100,00	100,00	100,00	100,00	21.225	21.200	30	1	21.195	21.199			(4)	(3)
EDP Transmissão	1		1		100,00	100,00	100,00	100,00	262.753	268.994	185.317	215.805	77.436	53.189	7.928	7.877	24.247	2.574
EDP Transmissão MA I	85.649		85.649		100,00	100,00	100,00	100,00	701.852	572.918	529.398	438.728	172.454	134.190	82.143	24.688	38.264	4.678
EDP Transmissão MA II	31.130		31.130		100,00	100,00	100,00	100,00	263.589	271.677	207.252	221.815	56.337	49.862	11.089	38.292	6.475	9.690
EDP Transmissão Aliança S	113.851		113.851		90,00	90,00	90,00	90,00	1.979.005	1.826.223	1.715.820	1.587.639	263.185	238.584	161.976	88.397	24.601	17.058
EDP Transmissão SP-MG	33.001		33.001		100,00	100,00	100,00	100,00	2.066.311	1.971.249	1.845.597	1.779.464	220.714	191.785	154.142	87.273	28.929	17.758
CELESC (*)	5.141	6.391	5.141	6.391	29,90	33,11	29,90	33,11	2.133.733	1.491.187	149.091	84.063	1.984.642	1.407.124			518.685	292.758
EDP Ventures	6.501		6.501		100,00	100,00	100,00	100,00	20.824	7.366	16.220	2.451	4.604	4.915			(311)	(209)
Blue Sol	38.986				28,05	28,05			(15.019)				(15.019)					

(*) Os montantes patrimoniais e de resultado referem-se às demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020 e 2019 respectivamente, para fins de comparabilidade (Nota 16.2).

15.3 Reconciliação das informações financeiras dos Investimentos

Segue abaixo a reconciliação dos principais saldos de investimento:

	EDP São Paulo		EDP Espírito Santo		Lajeado		Enerpeixe		Porto do Pecém		São Manoel		CELESC	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/12/2020	31/12/2019
Patrimônio líquido - Saldo inicial	987.963	1.243.488	1.082.961	1.054.189	676.832	619.157	664.277	635.681	2.613.691	2.475.701	1.890.863	1.971.337	1.407.124	1.407.124
Distribuição de dividendos aos acionistas		(578.844)		(326.001)		(183.418)		(87.936)		(157.181)			(129.460)	(77.417)
Lucro líquido (prejuízo) do período	118.815	374.274	108.146	270.316	59.179	241.060	(18.297)	116.532	49.924	294.938	(14.992)	(80.474)	518.685	285.043
Outros resultados abrangentes		(50.955)	29	84.457		33		(233)		233			188.263	
Patrimônio líquido - Saldo final	1.106.778	987.963	1.191.136	1.082.961	736.011	676.832	645.980	664.277	2.663.382	2.613.691	1.875.871	1.890.863	1.984.612	1.614.750
Percentual de participação societária - %	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	55,86%	55,86%	60,00%	60,00%	100,00%	100,00%	33,334%	33,334%	29,90%	25,35%
Participação nos investimentos	1.106.778	987.963	1.191.136	1.082.961	411.153	378.095	387.587	398.565	2.663.382	2.613.691	625.302	630.300	593.331	409.360
Partes Beneficiárias					(252.150)	(252.150)								
Benefício Fiscal					56.244	56.244								
Resultados Acumulados					30.883	33.504								
Saldo contábil do investimento na Controladora	1.106.778	987.963	1.191.136	1.082.961	246.130	215.693	387.587	398.565	2.663.382	2.613.691	625.302	630.300	593.331	409.360
Participação dos não controladores	-	-	-	-	489.881	461.139	258.393	265.712	-	-	1.250.569	1.260.563	1.391.281	1.205.390

16 Divulgação em outras Entidades

Conforme requerido pelo Pronunciamento Técnico CPC 45 - Divulgação em Outras Entidades, as demonstrações financeiras condensadas relativas a cada um dos empreendimentos controlados em conjunto relevantes e coligada estão apresentadas a seguir. Os investimentos destes empreendimentos são contabilizados utilizando o método da equivalência patrimonial e os valores apresentados nas demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as IFRS.

16.1 Empreendimentos controlados em conjunto (Joint venture)

Todas as informações apresentadas abaixo representam 100% dos saldos dos empreendimentos controlados em conjunto que, na avaliação da Companhia, considerados relevantes.

CEJA

A CEJA é a detentora do direito da concessão da Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari (UHE Jari), com sede no município de São Paulo - SP.

Cachoeira Caldeirão

A Cachoeira Caldeirão é a detentora do direito de concessão da Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão, com sede na cidade de Ferreira Gomes no estado do Amapá.

São Manoel

A São Manoel é a detentora do direito de concessão da Usina Hidrelétrica São Manoel, com sede na cidade do Rio de Janeiro.

Mediante a substituição do consórcio construtor da UHE São Manoel, ocorrida em janeiro de 2017, a Administração projetou que haveria um incremento no montante total previsto para a construção da UHE São Manoel, uma vez que gastos adicionais seriam demandados junto às novas empresas para a conclusão da construção dentro do cronograma esperado.

Devido o ocorrido, em 31 de dezembro de 2016, a São Manoel procedeu o teste de recuperabilidade dos ativos para constatar se esse potencial incremento no valor total do ativo seria recuperável. Com base em premissas que vão desde a base de determinação do valor recuperável, até a taxa de desconto, a São Manoel, no exercício de 2016, entendendo que usou as melhores estimativas disponíveis para o cálculo, identificou uma perda no valor recuperável do ativo UHE São Manoel no valor de R\$460.236, registrada em contrapartida da rubrica Outras despesas operacionais, no resultado do exercício de 2016.

Adicionalmente, a São Manoel avalia a obrigação de indenizar a cargo da Pan Seguros S.A., seguradora que emitiu apólice de seguro garantia em favor da São Manoel, com início de cobertura a partir de julho de 2014. A São Manoel contratou parecer jurídico junto a consultores especializados o qual conclui que a São Manoel possui direito ao recebimento da indenização visto que o seguro possui como objetivo garantir a execução, em regime de empreitada total, a preço fixo, dos fornecimentos de materiais e equipamentos, montagem, serviços de engenharia e obras civis, na modalidade "Turn Key" pleno, para a implantação do empreendimento. O limite de indenização pela apólice é R\$429.555.

Em agosto de 2018, a Pan Seguros S.A. encerrou o procedimento de regulação do sinistro e negou cobertura securitária à São Manoel. Em razão disso, em janeiro de 2019, foi ajuizada ação de cobrança pela São Manoel em face da seguradora. Em outubro de 2019, foi proferida sentença desfavorável à São Manoel, em face desta decisão, foi interposto recurso de Apelação, o qual aguarda julgamento. O prognóstico de perda permanece classificado como "possível" pelos assessores jurídicos da São Manoel.

A São Manoel monitora trimestralmente a ocorrência de eventos que possam alterar significativamente o teste de recuperabilidade. Nos exercícios de 2018 e 2017 a São Manoel procedeu a revisão do teste de recuperabilidade dos ativos, não identificando a necessidade de reversão ou complemento ao valor registrado no exercício de 2016.

No entanto, no último trimestre de 2019, a Administração da São Manoel, por meio de testes de sensibilidade, alterações regulatórias, e análise de indicadores, identificou indicativos de que o cálculo de valor recuperável da usina poderia estar subavaliado, tendo efeito sobre o lançamento de *impairment* reconhecido em 2016. Os indicadores identificados vão desde a homologação da nova Garantia Física, até fatores de melhora no cenário macroeconômico, componentes para desconto de fluxo de caixa na avaliação de investimentos, utilizados para cálculo do valor recuperável.

Após realizadas as análises de indicadores e performedo o teste de recuperabilidade, utilizando as fontes internas e externas de informação previstas no CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, a São Manoel procedeu com o registro da reversão no montante de R\$111.191.

Em 31 de março de 2021 a Administração da São Manoel efetuou a análise da situação patrimonial e financeira e concluiu que o valor registrado de ativos não financeiros no período, considerando o acima exposto, é recuperável, não tendo constituído valor adicional ou reversão.

16.1.1 Demonstrações financeiras condensadas

Balanco Patrimonial

Ativo	CEJA		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Circulante						
Caixa e equivalentes de caixa	111.018	77.073	61.297	75.672	82.620	88.431
Consumidores e Concessionárias	49.222	54.998	21.173	18.646	52.289	43.409
Outros créditos	24.400	29.771	22.189	21.574	69.974	61.668
	184.640	161.842	104.659	115.892	204.883	193.508
Não circulante						
Imposto de renda e Contribuição social a compensar			325	257	2.769	2.762
Tributos diferidos			80.333	76.587	274.978	267.267
Outros créditos	41.062	41.131	58.406	46.150	188.201	185.883
	41.062	41.131	139.064	122.994	465.948	455.912
Imobilizado	1.037.279	1.044.407	1.161.001	1.171.693	3.175.219	3.203.171
Intangível	483.062	487.910	9.274	9.718	60.914	64.394
Total do ativo	1.746.043	1.735.290	1.413.998	1.420.297	3.906.964	3.916.985
Passivo						
Circulante						
Fornecedores	89.089	81.741	12.463	17.875	21.325	27.301
Debêntures			36.033	18.810	50.898	33.137
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	53.781	54.029	44.805	44.690	111.898	112.741
Provisões	2.544	2.205	3.971	4.142	32.769	29.358
Outras contas a pagar	41.857	45.218	5.108	2.939	14.744	8.372
	187.271	183.193	102.380	88.456	231.634	210.909
Não circulante						
Tributos diferidos	111.150	111.297	1	1	16	15
Debêntures			187.533	195.603	274.918	278.075
Empréstimos e financiamentos	479.213	492.270	524.236	529.383	1.465.016	1.475.685
Uso do bem público	29.850	27.758	12.530	11.588	48.732	47.751
Provisões	6.902	6.699	15.749	15.247	10.360	9.927
Outras contas a pagar	95	59	250	1.429	417	3.760
	627.210	638.083	740.299	753.251	1.799.459	1.815.213
Patrimônio Líquido	931.562	914.014	571.319	578.590	1.875.871	1.890.863
Total do passivo e patrimônio líquido	1.746.043	1.735.290	1.413.998	1.420.297	3.906.964	3.916.985



Demonstração do Resultado

	CEJA		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	Períodos de 3 meses findos em 31 de março					
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Receitas	72.001	68.184	38.485	35.542	96.382	90.500
Custo da produção e serviço de energia elétrica	(31.945)	(37.603)	(28.807)	(31.816)	(65.879)	(96.540)
Despesas e Receitas operacionais	(5.643)	(6.494)	(804)	(1.122)	(3.157)	(3.681)
Resultado financeiro	(14.744)	(10.741)	(19.891)	(13.817)	(50.049)	(39.509)
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	(2.121)	(2.916)	3.746	3.786	7.711	16.733
Resultado líquido do período	17.548	10.430	(7.271)	(7.427)	(14.992)	(32.497)

16.1.2 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados à litígios – Circulante e Não circulante

16.1.2.1 Risco de perda provável

	CEJA					
	Passivo			Ativo		
	Saldo em 31/12/2020	Baixas Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/03/2021	Depósito Judicial	
Trabalhistas	2.078		114	2.192	479	119
Cíveis	186	(1)	9	194		
Fiscais	30			30		
Outros	285	-		285		
Total Não circulante	2.579	(1)	123	2.701	479	119

	Cachoeira Caldeirão					
	Passivo			Ativo		
	Saldo em 31/12/2020	Baixas Pagamentos	Reversões	Atualização monetária	Saldo em 31/03/2021	Depósito Judicial
Trabalhistas	13		(2)		11	
Cíveis	14.519	(235)		774	15.058	829
Outros	680				680	
Total Não circulante	15.212	(235)	(2)	774	15.749	829

	São Manoel		
	Passivo		
	Saldo em 31/12/2020	Atualização	Saldo em 31/03/2021
Trabalhistas	9.285	433	9.718
Outros	642		642
Total Não circulante	9.927	433	10.360

Cachoeira Caldeirão

Dentre as ações cíveis destacam-se demandas envolvendo desapropriações e relativas ao evento de passagem de água ocorrido na abertura contratada na enseadeira da UHE Cachoeira Caldeirão onde, em 7 de maio de 2015, devido a cheia do rio Araguari, a Cachoeira Caldeirão realizou a abertura controlada na enseadeira na margem esquerda para permitir a passagem das águas do rio. Na sequência desse procedimento de segurança e de manobras executadas por outras usinas da região, verificou-se um alagamento parcial da cidade de Ferreira Gomes, a jusante da barragem.

Mediante o ocorrido, em 18 de maio de 2015, a Cachoeira Caldeirão assinou junto ao Ministério Público do Estado do Amapá um Termo de Ajustamento de Conduta – TAC, sem presunção de culpa, com o objetivo de promover a indenização em caráter emergencial das famílias e comerciantes atingidos pelo alagamento.

Os Ministérios Público, Estadual e Federal ajuizaram ação de Medida Cautelar com intuito de apurar, por meio de perícia judicial, a causa e os responsáveis pelo ocorrido em face da UHE Ferreira Gomes, UHE Coaracy Nunes, Instituto de Meio Ambiente e Ordenamento Territorial do Amapá - Imap e da Cachoeira Caldeirão.

Os reclamantes alegam terem sido impactados pelo alagamento, demandando a aplicação dos termos do TAC, adicionais aos previamente assinados pela Cachoeira Caldeirão, qual seja indenização em R\$20 para residências e R\$35 para estabelecimentos comerciais.

Em relação às referidas ações, a Cachoeira Caldeirão interpôs recurso, que foi admitido pelo colégio recursal do Amapá, que suspendeu parte das ações em trâmite no Juizado Especial Cível, até decisão final no Supremo Tribunal Federal - STF. Contudo, no mês de março de 2019, a Cachoeira Caldeirão participou do mutirão de acordos promovido pelo Tribunal de Justiça do Amapá, em conjunto com o juízo da Comarca de Ferreira Gomes, encerrando parte dos processos judiciais em andamento. O recurso da Cachoeira Caldeirão não foi conhecido pelo STF, desta forma parte das ações suspensas voltaram a tramitar. Ainda encontram-se suspensa ações com pedidos de danos morais.

A Cachoeira Caldeirão havia acionado sua seguradora para reembolso das indenizações e despesas gerais decorrentes do evento e, em 13 de agosto de 2018, encerrou-se o processo de regulação do seguro apurando-se como indenização para Cachoeira Caldeirão, já líquida de franquia, o valor de R\$28.000.

16.1.2.2 Risco de perda possível

	CEJA				Cachoeira Caldeirão				São Manoel			
	Ativo		Depósito Judicial		Ativo		Depósito Judicial		Ativo		Depósito Judicial	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Trabalhistas	1.093	1.037	148	143	18	17			4.513	6.081		
Cíveis	24.669	23.350	4		5.753	5.428	16		1.978	1.782	4	4
Fiscais	29.935	29.409	71	70	10.636	10.598		10.417	42.604	42.111	2.431	2.422
Total	55.697	53.796	223	213	16.407	16.043	16	10.417	49.095	49.974	2.435	2.426



CEJA

Cíveis

A CEJA, conjuntamente com outros agentes do setor, em outubro de 2014, ajuizaram ação judicial em trâmite na 2ª Vara Federal do Distrito Federal, em face da União Federal, visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/13, editada pela União, que instituiu rateio entre todos os agentes do mercado de energia elétrica de parte dos custos incorridos com a excessiva utilização de energia proveniente de fontes térmicas (petróleo, carvão e gás), em decorrência da escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema – ESS).

Em 04 de novembro de 2014 foi concedida liminar para suspender os efeitos das disposições previstas nos artigos 2º e 3º e no anexo da Resolução CNPE nº 03/13. Em 05 de setembro de 2017 foi publicada decisão julgando procedente os pedidos das autoras. A CEJA aguarda decisão do recurso interposto pela União. Em 31 de dezembro de 2020 o valor estimado da causa é de R\$24.669 (R\$23.350 em 31 de dezembro de 2020) e é estimado com base nos relatórios de contabilização da CCEE.

Fiscais

Discussão administrativa decorrente de Auto de infração lavrado em 30 de junho de 2020 pela Receita Federal do Brasil, objetivando a cobrança de multa por supostas informações incorretas nas obrigações acessórias (EFD ICMS/PI e EFD Contribuições), bem como, a cobrança de PIS e COFINS do período de 2016, visto que não foram consideradas as peculiaridades do setor de energia para fins de apuração desses impostos, atualmente o processo está em fase de elaboração de defesa. O montante em 31 de março de 2021 é de R\$28.744 (R\$28.677 em 31 de dezembro de 2020). A CEJA apresentou defesa e aguarda julgamento.

Cachoeira Caldeirão

Fiscais

Ação judicial movida pela Cachoeira Caldeirão em face da Receita Federal do Brasil, na qual discute a não homologação dos pedidos de compensações de créditos de retenções na fonte (IRRF), envolvendo o montante de R\$10.509 em 31 de março de 2021 (R\$10.471 em 31 de dezembro de 2020). Atualmente aguarda o julgamento.

São Manoel

Cíveis

A São Manoel é parte em ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal - MPF, sob a alegação de supostas irregularidades no licenciamento ambiental para a construção da UHE São Manoel, quanto ao não cumprimento das condicionantes relativas ao componente indígena.

Na ação o MPF requer em sede de liminar a suspensão do licenciamento. Em virtude da complexidade do pedido, não é possível estimar o valor econômico envolvido, pois os reflexos de eventual suspensão do licenciamento vão variar de acordo com o valor do investimento já realizado pela São Manoel para a construção do empreendimento. Apesar dos argumentos sólidos da defesa, a São Manoel e seus assessores jurídicos classificam a ação com risco possível em virtude da tendência protetiva da matéria ambiental. Atualmente a ação aguarda julgamento do recurso interposto pelo MPF.

Fiscais

- Mandado de Segurança, executado pela São Manoel em face do Estado do Pará, para discutir a constitucionalidade do diferencial de alíquota de ICMS que deveria estar previsto por Lei Complementar, bem como, a forma de cálculo prevista na lei estadual nº 8.315/15, em 30 de junho de 2020, em consideração a decisão desfavorável em 2ª instância a São Manoel incluiu esse processo no grupo de risco de perda possível o valor envolvido em 31 de março de 2021 é de R\$25.375 (R\$24.935 em 31 de dezembro de 2020). Atualmente o processo encontra-se em fase de recurso ao Tribunal Superior.

- Discussão administrativa decorrente de Auto de infração, lavrado pelo Estado do Pará, objetivando a cobrança do diferencial de alíquota, relativo ao período compreendido entre março e agosto de 2016, o montante envolvido em 31 de março de 2021 é de R\$6.913 (R\$6.896 em 31 de dezembro de 2020). A São Manoel apresentou defesa administrativa e aguarda julgamento.

16.1.3 Compromissos contratuais e Garantias

16.1.3.1 Compromissos contratuais

Em 31 de março de 2021, os empreendimentos controlados em conjunto apresentam os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados pelo seu montante total.

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal de suas atividades operacionais atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa de 6,86% na CEJA e 7,00% na Cachoeira Caldeirão e São Manoel que representam a taxa média de financiamento para a construção dos empreendimentos.

	CEJA		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Responsabilidades com locações operacionais						118
Obrigações de compra						
Compra de Energia	8.361	7.508	61.930	62.877		
Encargos de conexão e Transporte de Energia					75	104
Materiais e serviços	14.481	15.665	19.876	22.650	35.563	28.984
Prêmio de risco - GSF	69.779	65.915				
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	146.897	149.430	352.478	365.675	994.111	1.121.260
	<u>239.518</u>	<u>238.518</u>	<u>434.284</u>	<u>451.202</u>	<u>1.029.749</u>	<u>1.150.466</u>

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data base de 31 de março de 2021, ou seja, sem projeção dos índices de correção e não estão ajustados a valor presente.

	CEJA		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Responsabilidades com locações operacionais						114
Obrigações de compra						
Compra de Energia	11.680	12.003	86.094	92.091		
Encargos de conexão e Transporte de Energia					75	106
Materiais e serviços	15.467	17.168	22.346	25.190	36.723	29.983
Prêmio de risco - GSF	241.616	241.616				
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	164.163	179.451	605.387	462.233	1.911.287	1.489.459
	<u>432.926</u>	<u>450.238</u>	<u>713.827</u>	<u>579.514</u>	<u>1.948.085</u>	<u>1.519.662</u>

16.1.3.2 Garantias

Garantias	Tipo de Garantias	CEJA		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Empréstimos e financiamentos	(i) Depósito Cauçionado; (ii) Fiança Bancária; (iii) Fiança Corporativa; (iv) Penhor de ações; e (v) Penhor de Direitos	533.518	546.850	571.266	576.361	1.595.727	1.607.768
Debêntures	(i) Fiança Bancária; e (ii) Fiança Corporativa			223.936	214.801	341.943	327.968
Ações judiciais	(i) Depósito caucionado; (ii) Fiança bancária; e (iii) Seguro garantia.			2.888	2.819		
Executante construtor	Seguro garantia					823	823
Outros	Recebíveis	2.158	2.160	1.364	1.366		
		535.676	549.010	799.454	795.347	1.938.493	1.936.559

16.2 Coligada

Durante o exercício de 2020, a Companhia adquiriu ações preferenciais da coligada CELESC. Foram adquiridas, ao todo, 1.753.200 ações preferenciais pelo preço médio de R\$53,98 cada, totalizando o montante de R\$94.644. Dessa forma, a Companhia passou a deter 6.390.720 ações preferenciais, acrescidas a 5.140.868 ações ordinárias, totalizando 11.531.588 ações, que representam 29,90% do capital social total da CELESC.

A CELESC é uma sociedade anônima por ações de capital aberto, de economia mista que atua desde 1955 nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia. Durante esse período, consolidou-se como uma das maiores empresas do setor elétrico brasileiro, com reconhecimento nacional e internacional pela qualidade dos seus serviços e por suas ações nos campos técnico, econômico, ambiental e social. Em 2006, atendendo ao modelo preconizado pela legislação do setor elétrico nacional, a CELESC foi estruturada como *Holding* , com duas subsidiárias integrais: a CELESC Geração S.A., que conta com 12 usinas operacionais com 106,97 MW de capacidade e a CELESC Distribuição S.A, que atende mais de 3,1 milhões de clientes, para 285 municípios, além de parte do município de Rio Negro, no Paraná. Além disso, possui a controlada em conjunto Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS que atua no segmento de distribuição de gás natural canalizado.

As informações apresentadas abaixo representam 100% dos saldos da CELESC, extraídas das: (i) demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020, divulgadas ao mercado em 26 de março de 2021; e (ii) das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019, divulgadas ao mercado em 27 de março de 2020, que, na avaliação da Companhia, são considerados relevantes para divulgação. A Companhia avaliou os eventos societários divulgados ao mercado pela CELESC entre 1º de janeiro de 2021 a 31 de março de 2021 e não identificou eventos relevantes a serem ajustados nas demonstrações financeiras utilizadas para cálculo da equivalência patrimonial.

16.2.1 Demonstrações financeiras individuais condensadas

Balanco Patrimonial

Ativo	31/12/2020	31/12/2019	Passivo	31/12/2020	31/12/2019
Circulante			Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	50.421	28.451	Dividendos e JCP a Pagar	123.621	67.683
Tributos a recuperar	25.888	10.905	Obrigações Fiscais	18.795	9.855
Dividendos a receber	132.047	71.817	Outros passivos circulantes	1.747	1.987
Outros ativos circulantes	45	28		144.163	79.525
	208.401	111.201			
Não circulante			Não circulante		
Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	137.478	137.478	Provisões	4.928	4.538
Outros ativos não circulantes	34.173	23.341		4.928	4.538
	171.651	160.819			
			Patrimônio Líquido	1.984.642	1.407.124
Investimentos	1.748.723	1.213.703			
Imobilizado	14	18			
Intangível	4.944	5.446			
Total do ativo	2.133.733	1.491.187	Total do passivo e patrimônio líquido	2.133.733	1.491.187

Demonstração do Resultado

	31/12/2020	31/12/2019
Despesas e Receitas operacionais	(22.157)	(23.381)
Resultado das participações societárias	537.491	311.587
Resultado financeiro	(5.832)	(4.631)
Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos	9.183	9.183
Resultado líquido do período	518.685	292.758

16.2.2 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas e depósitos vinculados a litígios – Circulante e Não circulante

16.2.2.1 Risco de perda provável

	31/12/2020		31/12/2019	
	Passivo	Ativo Depósito Judicial	Passivo	Ativo Depósito Judicial
Trabalhistas		4.686		4.669
Cíveis	182	6.361	292	8.373
Fiscais	1.263	2.117	1.263	2.117
Regulatórias	3.483	8.182	2.983	8.182
Total Não circulante	4.928	21.346	4.538	23.341

16.2.2.1.1 Fiscais

Estão relacionadas às contingências de ordem tributária na esfera federal, relativas a recolhimento de COFINS e Contribuição Previdenciária, e na esfera municipal, associadas à notificações fiscais expedidas pela Prefeitura de Florianópolis para exigência de ISS.

16.2.2.1.2 Regulatórias

As contingências regulatórias estão associadas às notificações realizadas pela ANEEL, ARES ou CCEE em processos administrativos punitivos decorrentes de eventos já ocorridos, cuja liquidação poderá resultar em entrega de recursos pelas transgressões contratuais ou regulatórias do setor elétrico. Também constituem contingências regulatórias as ações judiciais em que a Celesc D discute com outros agentes setoriais (concessionárias de geração, comercialização, transmissão ou distribuição de energia elétrica, além de agentes institucionais como ANEEL, CCEE, ONS, EPE e MME) matérias atinentes à aplicação da regulação setorial.

17 Ativos da concessão

	Consolidado										
	Valor líquido em 31/12/2020	Transferência para o Intangível	Transferência para o Ativo financeiro indenizável	Adições (Notas 17.1.1 e 29)	Remuneração	Baixas	Juros capitalizados	Margem na construção	Reclassificação	Outros (*)	Valor líquido em 31/03/2021
Distribuição	542.256	(98.613)	(142.836)	221.487			3.035		2.170		527.499
Transmissão	4.335.903			176.419	118.627	(10.055)	99.830	43.270		3.234	4.767.228
	4.878.159	(98.613)	(142.836)	397.906	118.627	(10.055)	102.865	43.270	2.170	3.234	5.294.727
Circulante	33.855										86.796
Não circulante	4.844.304										5.207.931

(*) O montante apresentado na coluna de Outros refere-se ao reconhecimento do PIS e COFINS que incidem nas adições dos ativos da concessão das controladas de transmissão.

17.1 Distribuição

Referem-se ao direito contratual das concessionárias de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos, e estão mensurados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nos Ativos da concessão, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no período para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,7629%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4 e Resolução Normativa ANEEL nº 648/15.

Quando da conclusão da construção da infraestrutura, fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho exigida pelo CPC 47, sendo os referidos ativos bifurcados como Ativo financeiro indenizável (Nota 17) ou como Intangível (Nota 20), conforme a forma de remuneração.

17.1.1 Adições

	EDP Espírito Santo	EDP São Paulo
Instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes	66%	60%
Melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil	16%	22%
Telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais	6%	7%
Combate à perdas	12%	11%
	100%	100%

17.2 Transmissão

Os ativos contratuais incluem os valores a receber referentes aos serviços de implementação da infraestrutura e da receita de remuneração dos ativos de concessão, sendo os mesmos mensurados pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros, com base na taxa média de financiamento do projeto vigente quando da formalização do contrato de concessão, conforme CPC 47.

O modelo de ativo financeiro estabelece que a receita do contrato de concessão seja reconhecida de acordo com os critérios do CPC 47. Nesse sentido, as transmissoras reconhecem receita de construção da infraestrutura da concessão com margem proporcionalmente ao avanço da obra pelo método do custo, considerando cumprimento da performance requerida pelo contrato de concessão.

Com isso, o ativo tem a natureza de "ativo de contrato" até a emissão mensal da permissão de faturamento da RAP pelo ONS, quando o montante correspondente é reclassificado para o Ativo Financeiro. Isto porque as transmissoras ainda detêm obrigações contratuais de desempenho a cumprir durante a concessão. Além da Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão, a RAP contém a função de remunerar o serviço de O&M e quitar parcela da Receita de Juros. A formação do ativo contratual das transmissoras é uma estimativa contábil, sendo as premissas utilizadas pela Companhia apresentadas na nota 28.

No advento do termo final do contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União.

18 Ativo financeiro indenizável

	Consolidado					
	Valor líquido em 31/12/2020	Transferência dos ativos da concessão	Valor justo	Baixas	Reclassificação	Valor líquido em 31/03/2021
Ativo financeiro indenizável	3.486.960	142.836	73.013	(6.378)	(316)	3.696.115
Total Não circulante	3.486.960	142.836	73.013	(6.378)	(316)	3.696.115

As controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo apresentam saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada quatro anos por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR, conforme estabelecido no contrato de concessão.

O método do Valor Novo de Reposição - VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. A aplicação deste método se dá pela utilização do Banco de Preços Referenciais, do Banco de Preços da empresa ou de Orçamento Referencial.

O Banco de Preços Referenciais representa os custos médios regulatórios, por agrupamento, de componentes menores e custos adicionais, conforme definido no Anexo V dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, submódulo 2.3.

O Banco de Preços da empresa é definido como o banco formado com base em informações da própria empresa, podendo ser aplicado unicamente para os equipamentos principais ou também para os componentes menores e custos adicionais.

O Orçamento Referencial representa o valor de um bem ou suas partes constituintes por meio da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares, aplicado exclusivamente sobre Edificações, obras civis e benfeitorias.

O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 686/15; e (ii) por adições e baixas de itens da infraestrutura conforme regulamentação da ANEEL.

Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão e os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Nesse sentido, a avaliação é validada mediante fiscalização da ANEEL e ocorre a partir de inspeções em campo da infraestrutura da concessão, seguindo metodologia e critérios de avaliação de bens, considerados elegíveis, das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com o objetivo restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.



19 Imobilizado

Os ativos imobilizados são contabilizados pelo custo de aquisição e/ou construção acrescidos de impostos não recuperáveis sobre as compras e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessária para o funcionamento, deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Também fazem parte do custo do imobilizado os juros relativos aos empréstimos e financiamentos obtidos de terceiros, capitalizados durante a sua fase de construção, deduzidos das receitas financeiras dos recursos de terceiros não aplicados.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado, sendo que os gastos com reparos e manutenções são integralmente registrados em contrapartida ao resultado do exercício.

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo de aquisição, subtraído do valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil de cada unidade de adição e retirada, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº674 de 11 de agosto de 2015.

A taxa de depreciação considera o prazo de vida útil dos bens, entretanto, para os ativos não indenizáveis pelo Poder Concedente ao final da concessão/autorização, a depreciação é registrada considerando o prazo remanescente de concessão/autorização.

No advento do termo final do contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados às usinas hidrelétricas passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em auditoria da mesma.

19.1 Composição do Imobilizado

		Controladora							
		31/03/2021				31/12/2020			
Nota	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	
Imobilizado em serviço									
Administração									
		63,30	2.623	(2.332)	291	63,30	2.624	(2.044)	580
		12,59	25.372	(19.656)	5.716	12,59	25.372	(19.349)	6.023
		14,29	1.245	(873)	372	14,29	1.245	(853)	392
		6,25	4.104	(2.047)	2.057	6,27	4.104	(1.994)	2.110
			33.344	(24.908)	8.436		33.345	(24.240)	9.105
			33.344	(24.908)	8.436		33.345	(24.240)	9.105
Total do Imobilizado em serviço									
Ativos de direito de uso									
19.1.2		15,43	12.444	(3.823)	8.621	26,11	4.755	(3.452)	1.303
		120,00	597	(491)	106	50,00	446	(446)	-
			13.041	(4.314)	8.727		5.201	(3.898)	1.303
Total Ativos de direito de uso									
Imobilizado em curso									
			9.162	-	9.162		8.909	-	8.909
			9.162	-	9.162		8.909	-	8.909
			55.547	(29.222)	26.325		47.455	(28.138)	19.317
Total Imobilizado									
		Consolidado							
		31/03/2021				31/12/2020			
Nota	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	
Imobilizado em serviço									
Geração									
			183.611	-	183.611		183.611	-	183.611
		1,79	1.808.860	(590.718)	1.218.142	1,79	1.808.363	(581.531)	1.226.832
		2,21	964.253	(323.615)	640.638	2,21	962.317	(317.895)	644.422
		3,75	5.664.791	(2.048.976)	3.615.815	3,74	5.656.141	(1.989.587)	3.666.554
		14,19	4.990	(3.443)	1.547	14,19	5.126	(3.440)	1.686
		6,46	5.741	(1.737)	4.004	5,71	5.078	(1.625)	3.453
			8.632.246	(2.968.489)	5.663.757		8.620.636	(2.894.078)	5.726.558
Sistema de Transmissão de Conexão									
		3,38	2.993	(1.345)	1.648	3,38	2.993	(1.320)	1.673
		3,06	201.715	(86.438)	115.277	3,06	201.715	(84.918)	116.797
			204.708	(87.783)	116.925		204.708	(86.238)	118.470
Administração									
		15,46	14.161	(4.294)	9.867	15,54	14.069	(3.868)	10.201
		9,13	134.462	(43.883)	90.579	9,02	121.670	(41.785)	79.885
		13,29	8.878	(2.354)	6.524	14,11	3.162	(1.938)	1.224
		6,16	7.705	(3.647)	4.058	6,03	7.741	(3.577)	4.164
			165.206	(54.178)	111.028		146.642	(51.168)	95.474
Atividades não vinculadas à concessão									
			85	-	85		85	-	85
		9,95	47.122	(7.394)	39.728	9,02	45.307	(6.312)	38.995
			47.207	(7.394)	39.813		45.392	(6.312)	39.080
Atividades vinculadas à concessão									
19.1.1		14,29	(5.716)	340	(5.376)		-	-	-
			(5.716)	340	(5.376)		-	-	-
Transmissão									
		6,25	9	(2)	7	6,25	9	(2)	7
			9	(2)	7		9	(2)	7
			9.043.660	(3.117.506)	5.926.154		9.017.387	(3.037.798)	5.979.589
Total do Imobilizado em serviço									
Ativos de direito de uso									
19.1.2		13,21	119.016	(35.851)	83.165	13,90	70.548	(31.633)	38.915
		-	154	(154)	-	64,32	159	(159)	-
		22,60	23.633	(12.634)	10.999	26,95	19.333	(11.028)	8.305
		76,09	24.382	(20.229)	4.153	30,55	23.012	(19.088)	3.924
			167.185	(68.868)	98.317		113.052	(61.908)	51.144
Total Ativos de direito de uso									
Imobilizado em curso									
			168.118	-	168.118		182.674	-	182.674
			54.726	-	54.726		58.416	-	58.416
			222.844	-	222.844		241.090	-	241.090
			9.433.689	(3.186.374)	6.247.315		9.371.529	(3.099.706)	6.271.823
Total Imobilizado									

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



19.1.1 Atividades vinculadas à concessão

Refere-se ao desenvolvimento do primeiro ônibus elétrico brasileiro movido totalmente a energia solar, projetado pela montadora BYD em parceria com área de Pesquisa & Desenvolvimento - P&D da controlada Porto de Pecém.

19.1.2 Ativos de direito de uso

Referem-se aos ativos decorrentes da aplicação do CPC 06 (R2) a partir de 1º de janeiro de 2019 (Nota 14.7). Os principais ativos reconhecidos possuem as seguintes características:

- **Edificações, obras civis e benfeitorias:** Referem-se, substancialmente, aos contratos de aluguel relativos: (i) às sedes das empresas pertencentes ao grupo EDP - Energias do Brasil; e (ii) às lojas de atendimento presencial aos consumidores localizadas nos municípios onde as distribuidoras possuem suas concessões.

- **Equipamentos de informática:** Refere-se ao contrato de aluguel de notebooks e desktops utilizados pelos colaboradores, incluindo sua manutenção.

- **Máquinas e equipamentos:** Referem-se, substancialmente, à controlada Porto do Pecém e correspondem ao aluguel de máquinas para movimentação e empilhamento do carvão armazenado no pátio.

- **Veículos:** Refere-se, substancialmente, ao contrato de aluguel dos veículos de frota utilizados pelos colaboradores para locomoção na prestação dos serviços e também dos veículos executivos utilizados pela alta gestão.

19.2 Movimentação do Imobilizado

	Controladora						
	Valor líquido em 31/12/2020			Valor líquido em 31/03/2021			
	Ingressos	Depreciação					
Imobilizado em serviço							
Edificações, obras civis e benfeitorias	580		(289)				291
Máquinas e equipamentos	6.023		(307)				5.716
Veículos	392		(20)				372
Móveis e utensílios	2.110		(53)				2.057
Total do Imobilizado em serviço	9.105	-	(669)				8.436
Ativos de direito de uso							
Edificações, obras civis e benfeitorias (Nota 19.2.1)	1.303	7.689	(371)				8.621
Veículos	-	151	(45)				106
Total Ativos de direito de uso	1.303	7.840	(416)				8.727
Imobilizado em curso							
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	205					205
Máquinas e equipamentos	8.909	48					8.957
Total do Imobilizado em curso	8.909	253	-				9.162
Total do Imobilizado	19.317	8.093	(1.085)				26.325

	Consolidado						
	Valor líquido em 31/12/2020			Valor líquido em 31/03/2021			
	Ingressos	Depreciação	Transferência para imobilizado em serviço e ativos de concessão	Baixas	Reclassificação	Outros	
Imobilizado em serviço							
Terrenos	183.696						183.696
Reservatórios, barragens e adutoras	1.226.832		498	(9.188)			1.218.142
Edificações, obras civis e benfeitorias	695.291		3.843	(7.253)			691.881
Máquinas e equipamentos	3.863.236		29.070	(65.671)	(4.964)		3.821.671
Veículos (Nota 19.1.1)	2.910	5.716		(215)		(5.716)	2.695
Móveis e utensílios	7.624		667	(222)			8.069
Total do Imobilizado em serviço	5.979.589	5.716	34.078	(82.549)	(4.964)	(5.716)	5.926.154
Ativos de direito de uso							
Edificações, obras civis e benfeitorias (Nota 19.2.1)	38.915	48.468		(4.218)			83.165
Máquinas e equipamentos	8.305	4.300		(1.606)			10.999
Veículos	3.924	1.370		(1.141)			4.153
Total Ativos de direito de uso	51.144	54.138	-	(6.965)	-	-	98.317
Imobilizado em curso							
Terrenos	24.103	39				(143)	23.999
Reservatórios, barragens e adutoras	52		(498)			498	52
Edificações, obras civis e benfeitorias	2.490	205	(1.936)			1.936	2.695
Máquinas e equipamentos	154.399	10.896	(29.163)		(184)	(3.191)	132.757
Adiantamento a fornecedores	3.273					1.612	4.885
A ratear	1.723	11			(145)		1.589
Outros	55.050	3.214	(667)		(16)	(714)	56.867
Total do Imobilizado em curso	241.090	14.365	(32.264)	-	(345)	(2)	222.844
Total do Imobilizado	6.271.823	74.219	1.814	(89.514)	(5.309)	(2)	6.247.315

19.2.1 Edificações, obras civis e benfeitorias - Ativos de direito de uso

O valor de ingressos de R\$7.689 na Controladora e R\$48.495 no Consolidado referem-se principalmente a nova sede da filial da Companhia localizada em São Paulo.

20 Intangível

Os ativos intangíveis estão mensurados pelo custo total de aquisição e/ou construção menos as despesas de amortização e perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

As servidões permanentes estão registradas pelo custo de aquisição e não são amortizadas, com exceção da controlada Porto do Pecém, que amortiza suas servidões permanentes pelo prazo de autorização.

Os gastos com desenvolvimentos de projetos são reconhecidos como ativos intangíveis a partir da fase de desenvolvimento desde que cumpram com os requisitos definidos no CPC 04 (R1).

A amortização é calculada sobre o valor do ativo, sendo reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas de ativos intangíveis a partir da data em que estes estão disponíveis para uso, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

20.1 Composição do Intangível

	Controladora							
	31/03/2021				31/12/2020			
	Taxa anual média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço								
Administração								
Software	20,00	31.505	(20.585)	10.920	20,00	31.160	(19.316)	11.844
Total do Intangível em serviço		31.505	(20.585)	10.920		31.160	(19.316)	11.844
Intangível em curso								
Administração		25.392	-	25.392		24.463	-	24.463
Total do Intangível em curso		25.392	-	25.392		24.463	-	24.463
Total do Intangível		56.897	(20.585)	36.312		55.623	(19.316)	36.307

	Consolidado								
	31/03/2021				31/12/2020				
	Nota	Taxa anual média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço									
Distribuição									
Direito de concessão - Infraestrutura	20.1.1	4,71	4.718.523	(3.299.820)	1.418.703	4,48	4.664.609	(3.268.851)	1.395.758
Direito de concessão - Outros	20.1.3	3,82	38.143	(27.210)	10.933	3,82	38.143	(26.846)	11.297
			4.756.666	(3.327.030)	1.429.636		4.702.752	(3.295.697)	1.407.055
Geração e Transmissão									
Software		20,14	5.223	(4.988)	235	20,29	2.475	(2.219)	256
Serviço permanente		38,23	1.224	(604)	620	38,23	1.224	(604)	620
Direito de concessão - Licenças ambientais		21,14	70.059	(44.588)	25.471	23,26	70.059	(41.991)	28.068
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	20.1.2	3,27	229.799	(86.436)	143.363	3,27	229.799	(84.765)	145.034
Direito de concessão - Outros	20.1.3	1,15	1.538.788	(572.375)	966.413	2,54	1.515.492	(560.035)	955.457
			1.845.093	(708.991)	1.136.102		1.819.049	(689.614)	1.129.435
Sistema de Transmissão de Conexão									
Serviço permanente		3,19	1.132	(301)	831	3,19	1.132	(292)	840
			1.132	(301)	831		1.132	(292)	840
Administração									
Software		20,46	48.317	(31.107)	17.210	20,46	47.915	(29.506)	18.409
Outros		29,63	6.838	(6.838)	-	29,63	6.838	(6.838)	-
			55.155	(37.945)	17.210		54.753	(36.344)	18.409
Total do Intangível em serviço			6.658.046	(4.074.267)	2.583.779		6.577.686	(4.021.947)	2.555.739
Intangível em curso									
Geração			17.403	-	17.403		17.431	-	17.431
Administração			56.795	-	56.795		54.616	-	54.616
Total do Intangível em curso			74.198	-	74.198		72.047	-	72.047
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	20.1.4	4,35	940.511	(654.929)	285.582	4,49	940.511	(649.203)	291.308
(-) Provisão para manutenção de dividendos	20.1.4	4,35	(940.511)	654.929	(285.582)	4,49	(940.511)	649.203	(291.308)
			-	-	-		-	-	-
Goodwill	20.1.5								
BlueSol			15.911	-	15.911		-	-	-
EDP Soluções			31.804	-	31.804		31.804	-	31.804
			47.715	-	47.715		31.804	-	31.804
Total do Intangível			6.779.959	(4.074.267)	2.705.692		6.681.537	(4.021.947)	2.659.590

20.1.1 Direito de concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito das concessionárias EDP São Paulo e EDP Espírito Santo de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

A amortização é registrada com base na vida útil estimada de cada bem, limitada ao prazo final da concessão. As taxas de amortização utilizadas são as determinadas pela ANEEL, responsável por estabelecer a vida útil dos ativos de distribuição do setor elétrico, e estão previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

20.1.2 Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP

Refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão associado às UHE's das controladas Investco e Enerpeixe. É constituído pelo valor total da contraprestação do direito relacionado com o Uso do bem público até o final do contrato de concessão, registrados em contrapartida do passivo. A amortização será até o término do contrato de concessão das controladas.

	Consolidado		
	Saldo em 31/12/2020	Amortização	Saldo em 31/03/2021
Investco	7.774	(162)	7.612
Enerpeixe	137.260	(1.509)	135.751
	145.034	(1.671)	143.363

20.1.3 Direito de concessão - Outros

Nota	Consolidado		
	31/03/2021		
	Custo	Amortização	Total
Distribuição			
EDP São Paulo	38.143	(27.210)	10.933
Transmissão			
EDP Transmissão Litoral Sul	63.851		63.851
Geração			
Lajeado	164.826	(102.761)	62.065
Enerpeixe	3.837	(2.028)	1.809
Porto do Pecém	106.855	(22.219)	84.636
Investco	787.264	(442.658)	344.606
Total Geração	1.062.782	(569.666)	493.116
Extensão de prazo - GSF			
Enerpeixe	216.841	(1.003)	215.838
Lajeado	98.416	(740)	97.676
Energest	96.898	(966)	95.932
Total Extensão de prazo - GSF	412.155	(2.709)	409.446
Total	1.576.931	(599.585)	977.346

Referem-se a diferença entre o custo total de aquisição do investimento e o seu valor justo, deduzidas das despesas de amortização. A amortização é linear de acordo com o prazo da concessão.

20.1.3.1 Extensão de prazo - GSF

O Projeto de Lei nº 10.985/18, que trata do ressarcimento dos riscos não hidrológicos do *Generation Scaling Factor* - GSF, por meio de extensão da concessão condicionada à desistência das liminares, foi aprovado em 2019 na Câmara dos Deputados. Para sua efetivação, o projeto necessitava de aprovação no Senado e a sanção presidencial. No Senado, o Projeto de Lei do Senado nº 3.975/19 obteve o parecer aprovado na Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) e, em 13 de agosto de 2020, foi deliberado e aprovado em plenário, e sancionado pela presidência em 08 de setembro de 2020.

Em 09 de setembro de 2020, foi publicado no Diário Oficial a Lei nº 14.052/20, que alterou a Lei nº 13.203/15, estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, com o agravamento da crise hídrica, a qual criou a base legal para repactuação do GSF no ACL. A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física; (ii) às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes; e (iii) por geração fora da ordem de mérito e importação. A extensão da outorga é limitada a 7 anos, condicionada à desistência de eventuais ações judiciais ou do direito de discutir questões relacionadas ao MRE pelos agentes elegíveis.

Em 23 de setembro de 2020, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 56/20, para obter subsídios para o aprimoramento da proposta da regulamentação da Lei nº 14.052/20, com prazo de 30 dias. A Consulta discutiu junto aos agentes os critérios e dados dos cálculos de ressarcimento, além de aspectos contratuais e jurídicos, como a documentação para extensão de outorga e aditivos dos contratos. Em 16 de outubro de 2020, a CCEE, por meio da referida Consulta Pública, entregou proposta contendo estimativa de valores do cálculo completo do GSF, a Consulta encerrou-se em 23 de outubro de 2020, recebendo 151 contribuições.

Em 1º de dezembro de 2020, como resultado da Consulta Pública, a Diretoria da ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 895/2020, encerrando a etapa de regulamentação. Atendendo às contribuições de diversos agentes (entre as quais está a Companhia), a Agência aperfeiçoou a minuta inicialmente submetida, incluindo mais dois fatores que aumentaram a estimativa inicial: (i) custo de capital incorrido pelos geradores em períodos não protegidos por liminares desde o início do cálculo retroativo de riscos não hidrológicos, em 2012; e (ii) atrasos na implantação de transmissão para escoamento da energia de Belo Monte, notadamente em relação aos atrasos da Abengoa. Dado que as contribuições aceitas demandam aprimoramentos nos motores de cálculo da CCEE, a ANEEL deu prazo de 90 dias – contados a partir da publicação da Resolução – para que a CCEE atualize e apresente os dados de reprodutibilidade e novos montantes financeiros, seguidos posteriormente pelos prazos de publicação do ativo regulatório por agente e pedido de adesão à repactuação. Em Reunião do Conselho de Administração - RCA realizada em 22 de dezembro de 2020, foi aprovada a adesão dos preceitos da Resolução ANEEL nº 895/2020.

Conhecidos os valores, o aceite da proposta implicará abrir mão de futuros questionamentos judiciais da matéria pelas usinas e a desistência da participação na ação judicial da APINE, com o respectivo pagamento dos valores hoje protegidos por liminar.

Com base nas informações, e considerando a Lei nº 14.052/20, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 895/2020, embora não tenha sido alcançado o início de pagamentos ainda em dezembro de 2020, o resultado da regulamentação foi benéfico aos agentes hidrelétricos, uma vez que foi reconhecido o direito à indenização por danos adicionais ao MRE que não haviam sido considerados na proposta inicial. Ademais, a CCEE apontou publicamente que possibilitará parcelamento dos débitos, dando celeridade ao destravamento do MCP, que represa R\$8,9 bilhões. Os valores de GSF a serem pagos serão compensados no crédito que já consta na CCEE (posição líquida do agente).

Considerando a inovação trazida pela repactuação do risco hidrológico e a ausência de Pronunciamento, Interpretação ou Orientação do CPC que se aplique especificamente ao tema, a Administração da Companhia exerceu seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. A compensação aos geradores hidroelétricos ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração, que deve ser homologada pela ANEEL e apropriado como um intangível em contrapartida a recuperação de custos com energia elétrica. O montante apropriado em Recuperação de Custos é inferior ao custo total com GSF coberto pela referida Lei.

A CCEE cumpriu a atualização dos cálculos e envio de novos valores à ANEEL em 1º de março de 2021. Durante o mês de março, a Agência avaliou os resultados e programou a homologação para a Reunião de Diretoria em 30 de março de 2021. No entanto, em avaliação de pedidos de reconsideração de alguns agentes no âmbito do processo, houve o entendimento de que o ressarcimento do risco não hidrológico deveria também alcançar usinas no período prévio à repactuação do ACR da Lei nº 13.203/2015. Dessa forma, para homologar uma única extensão de outorga (uma vez que há usinas que se encaixam nas duas situações de ACR e ACL), o relator decidiu adiar o processo para que a CCEE reprocessasse o cálculo e publique novos valores para homologação para as controladas Lajeado e Energest. Por ter toda sua energia alocada ao ACL, a decisão não afeta o resultado da controlada Enerpeixe, apenas adiando sua homologação.

O Ativo constituído pela repactuação do risco não hidrológico, foi reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa da Companhia e observando os aspectos e condições previstas no CPC 04 – Ativo Intangível e a essência do direito de exploração recebido do Poder Concedente, bem como os valores das compensações calculados pela Câmara de Comercialização de Energia – CCEE. O montante foi transformado pela ANEEL em extensão do prazo da outorga, o qual será amortizado pelo método linear até o final do prazo de concessão, ajustado com a extensão a partir da repactuação. Portanto, as controladas Enerpeixe, Lajeado e Energest procederam com o registro contábil em 31 de dezembro de 2020 e 31 de março de 2021, conforme as estimativas divulgadas pela CCEE e os acréscimos aceitos pela ANEEL, totalizando um incremento estimado de 67 meses, 13,6 meses e 18,1 meses respectivamente nos prazos de suas concessões. O referido registro foi efetuado em contrapartida de Gastos operacionais.



20.1.4 Ágio - Incorporação de Sociedade Controladora e Provisão para manutenção de dividendos

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado nas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Lajeado, decorrentes da aquisição de ações das mencionadas Companhias, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva da expectativa de resultados futuros dentro do prazo de concessão das controladas. Conseqüentemente ao registro, foi reconhecido um crédito fiscal (Nota 10.2.1.4).

A constituição da provisão para manutenção dos dividendos visa ajustar o valor do ágio pago ao valor do benefício fiscal esperado por sua amortização e, conseqüentemente, ajustar o fluxo de dividendos futuros das controladas, para que este não seja afetado negativamente pela despesa incorrida na amortização contábil do ágio.

A provisão tem o objetivo de reduzir o valor do ágio ao seu montante líquido (representativo do efetivo benefício fiscal), parcela que possui substância econômica que lhe permite ser considerada um ativo em contrapartida da Reserva Especial de Ágio, no Patrimônio líquido.

20.1.5 Goodwill

O *goodwill* é o valor excedente do custo da combinação de negócios em relação à participação da empresa adquirente sobre o valor justo dos ativos e passivos da adquirida, ou seja, o excedente é a parcela paga a maior pela empresa adquirente devido à expectativa de geração de lucros futuros pela empresa adquirida. Nas aquisições em que a Companhia atribui valor justo aos não controladores a determinação do *goodwill* inclui também o valor de qualquer participação não controladora na adquirida e o *goodwill* é determinado considerando a participação da Companhia e dos não controladores. O *goodwill* apurado sobre investimento adquirido com prazo indefinido, não deve ser amortizado, porém é objeto de análise de redução ao valor recuperável.

20.2 Movimentação do Intangível

	Controladora		Transferên-		Valor líquido			
	Valor líquido em 31/12/2020	Ingressos	cia para intangível em serviço	Amortização	em 31/03/2021			
Intangível em serviço								
Software	11.844	-	345	(1.269)	10.920			
Total do intangível em serviço	11.844	-	345	(1.269)	10.920			
Intangível em curso								
Outros Intangíveis em curso	24.463	1.274	(345)	-	25.392			
Total do intangível em curso	24.463	1.274	(345)	-	25.392			
Total do Intangível	36.307	1.274	-	(1.269)	36.312			
	Consolidado							
	Valor líquido em 31/12/2020	Ingressos	Transferên- cia para intangível em serviço	Transferên- cias dos ativos da concessão	Amortização	Baixas	Reclassifica- ção	Valor líquido em 31/03/2021
Intangível em serviço								
Software	18.665	-	646	-	(1.866)	-	-	17.445
Serviço permanente	1.460	-	-	-	(9)	-	-	1.451
Direito de concessão - Licenças ambientais	28.068	-	-	-	(2.597)	-	-	25.471
Direito de concessão - Infraestrutura	1.395.758	-	-	98.613	(67.686)	(8.298)	316	1.418.703
Direito de concessão - Uso do Bem Público	145.034	-	-	-	(1.671)	-	-	143.363
Direito de concessão - Outros	966.754	23.296	-	-	(12.704)	-	-	977.346
Total do intangível em serviço	2.555.739	23.296	646	98.613	(86.533)	(8.298)	316	2.583.779
Intangível em curso								
Outros Intangíveis em curso	72.047	2.795	(646)	-	-	-	2	74.198
Total do Intangível em curso	72.047	2.795	(646)	-	-	-	2	74.198
Goodwill	31.804	15.911	-	-	-	-	-	47.715
Total do Intangível	2.659.590	42.002	-	98.613	(86.533)	(8.298)	318	2.705.692

20.3 Conciliação dos saldos entre Ativo financeiro indenizável e Ativo Intangível comparados à BRR

	EDP Espírito Santo		EDP São Paulo	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
BRR Homologada em 30 de abril de 2019			2.348.174	2.348.174
BAR Homologada em 30 de abril de 2019			74.891	74.891
BRR Homologada em 28 de fevereiro de 2019	2.311.392	2.311.392		
BAR Homologada em 28 de fevereiro de 2019	268.905	268.905		
Movimentações de base	(402.869)	(338.326)	(350.672)	(293.583)
Investimento Incremental	558.755	444.455	538.175	409.211
Bases Regulatórias	2.736.183	2.686.426	2.610.568	2.538.693
Ativo financeiro indenizável	2.171.041	2.058.830	1.525.074	1.428.130
Intangível em serviço	564.151	565.990	854.552	829.768
Total do Balanço patrimonial	2.735.192	2.624.820	2.379.626	2.257.898
VNR do Intangível não registrado	991	61.606	230.942	280.795

Os montantes apresentados em 31 de março de 2021 de R\$991 na EDP Espírito Santo e R\$230.942 na EDP São Paulo não registrados no Balanço patrimonial ocorrem pois a Lei nº 6.404/76 veda a reavaliação contábil de ativos Intangíveis. Desta forma, a ANEEL avalia os ativos da BRR a VNR e o saldo apresentado nas demonstrações financeiras estão mensurados pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.



21 Fornecedores

	Nota	Controladora		Consolidado	
		Circulante		Circulante	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Suprimento de energia elétrica (i)	21.1			663.553	944.150
Energia livre				35.266	32.573
Encargos de uso da rede elétrica				154.570	152.822
Operações CCEE	21.2			476.014	551.457
Materiais e serviços	21.3	27.543	24.792	496.457	570.444
Total		27.543	24.792	1.825.860	2.251.446

(i) O valor total de garantias de compras de energia em 31 de março de 2021 é de R\$92.398 (R\$242.050 em 31 de dezembro de 2020) na Controladora e R\$241.276 (R\$383.471 em 31 de dezembro de 2020) no Consolidado.

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são medidos pelo custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, quando aplicável.

21.1 Suprimento de energia elétrica

A variação no período é justificado principalmente pela redução do PLD frente ao ano anterior e a redução nos contratos de comercialização, como mencionado na nota 7.6.

21.2 Operações CCEE

O saldo refere-se às transações de energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE. Do saldo em 31 de março de 2021 de R\$476.014: (i) R\$471.043 refere-se à Enerpeixe e corresponde substancialmente à aplicação do GSF, que é o fator que mede o volume de energia gerado pelas hidrelétricas, acrescido de atualização monetária desde março de 2015; e (ii) R\$231 refere-se às distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, onde a sazonalização operacionalizada no período de 2021 foi superavitária, demonstrando assim a redução dos montantes a pagar na CCEE comparado a 31 de dezembro de 2020.

A Enerpeixe por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – APINE, propôs, em 18 de junho de 2015, ação judicial visando prevenir e reparar danos que a Enerpeixe, desde janeiro de 2014, vem sofrendo em consequência de atos estatais que alteraram as condições objetivas, fáticas e jurídicas à vista das quais foram tomadas decisões de investimento em geração hidrelétrica e frustraram a geração das usinas hidrelétricas.

Em 1º de julho de 2015 foi concedida liminar que impede a aplicação pela ANEEL do ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física para o grupo de empresas representadas pela APINE até o trânsito em julgado da ação mencionada.

A decisão tinha o condão de estancar os danos sofridos em razão dos valores do GSF, valores esses que refletem, desde o início de 2014, a circunstância da geração hidrelétrica ter sido reduzida por força de diversos atos estatais de ordem tanto estrutural quanto conjuntural.

Em 7 de fevereiro de 2018 havia sido revogada a liminar da APINE que, por meio de recurso, conseguiu restabelecer a liminar. Em 22 de outubro de 2018 foi proferida decisão pelo Ministro Presidente do STJ, nos autos da Ação de Suspensão de Liminar e de Sentença promovida pela ANEEL, determinando a suspensão parcial da liminar da APINE, nos termos da sentença proferida na ação ordinária, relacionada ao GSF.

Com isso, o período de julho de 2015 a fevereiro de 2018 permanece protegido. Desta forma, os valores decorrentes da aplicação do GSF vem sendo liquidado pela Enerpeixe desde a competência de março de 2018.

Uma das premissas para a adesão às condições para ressarcimento do risco não hidrológico do GSF, previstas na Lei nº 14.052/20 (Nota 20.1.3.1) prevê renúncia ao direito de discussão judicial do GSF e desistência de processos judiciais que incluem a referida liminar. Desta forma, a Enerpeixe entende que os trâmites regulatórios para homologação da extensão de concessão e, conseqüentemente, para liquidação do saldo atualmente protegido por liminar, é esperado que sejam finalizados durante o 1º semestre de 2021.

21.3 Materiais e serviços

A redução deve-se, substancialmente, aos fornecedores relacionados aos investimentos da infraestrutura da concessão que a EDP Espírito Santo realizou no decorrer do 2020 para manutenção da rede de distribuição e não foram expressivos no período de 2021 (Nota 17.1.1).

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



22 Debêntures
22.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Controladora									
												31/03/2021			31/12/2020						
												Encargos		Principal	Encargos		Principal				
												Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Nacional																					
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	179.887	1	179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,8201% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		805	83.800	84.605	2.413	83.800			86.213		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	48.066	1	48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,7608% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		301	51.536	51.837	1.581		50.023	51.604			
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(16.347)		15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal			(103)	(275)	(378)		(159)	(303)	(482)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	25.000	10	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais		12.707	177.391	131.702	321.800	6.465	145.160	154.579	306.204		
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(7.097)		22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal			(676)	(32)	(708)		(837)	(192)	(1.029)		
Total												13.813	-	260.412	182.931	457.156	10.459	-	227.964	204.107	442.530
Consolidado																					
Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Consolidado									
												31/03/2021			31/12/2020						
												Encargos		Principal	Encargos		Principal				
												Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	19.000	10	190.000	5ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		1.145	76.000	38.000	115.145	540	76.000	38.000	114.540		
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(1.301)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal			(100)	(1)	(101)		(133)	(17)	(150)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	22.000	10	220.000	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.				-	1.027	110.000		111.027			
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(1.289)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal				-		(14)		(14)			
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	190.000	1	190.000	7ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		2.126		211.516	213.642	5.153		206.350	211.503		
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(2.941)		15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal				(1.672)	(1.672)			(1.793)	(1.793)		
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	300.000	1	300.000	8ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	106,90% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		33		300.000	300.033	1.516		300.000	301.516		
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo									Amortização mensal				(641)	(641)			(694)	(694)		
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	150.000	1	150.000	9ª emissão em 07/04/2020	09/04/2020 a 07/04/2021	Capital de Giro	CDI + 3,00% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		6.883	150.000	156.883	5.194	150.000		155.194			
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo									Amortização mensal				-		(354)		(354)			
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	500.000	1	500.000	10ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,26%	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		(5.842)		512.196	506.354			-			
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(9.559)		12/02/2021 a 15/07/2025			Amortização mensal				(8.127)	(8.127)			-			
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	15.000	10	150.000	7ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		903	60.293	30.000	91.196	425	60.293	30.000	90.718		
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal			(81)	(1)	(82)		(107)	(14)	(121)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	20.000	10	200.000	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral				-	933	100.000		100.933			
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(1.183)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal				-		(13)		(13)			

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Consolidado									
												31/03/2021			31/12/2020						
												Encargos		Principal	Encargos		Principal				
												Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	260.000	1	260.000	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		13.091		278.969	292.060	17.233			271.900	289.133	
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(3.948)		15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal				(2.244)	(2.244)				(2.407)	(2.407)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	200.000	1	200.000	10ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro	106,60% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		23		200.000	200.023	1.008			200.000	201.008	
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo									Amortização mensal				(514)	(514)				(557)	(557)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	700.000	1	700.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,91%	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral		1.658		707.784	709.442					-	
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(4.001)		12/02/2021 a 15/01/2026			Amortização mensal				(2.736)	(2.736)					-	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	179.887	1	179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,8201% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		805	83.800	84.605	2.413		83.800		86.213		
Pentágono S.A. Distribuidor	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	48.066	1	48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,7608% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		301		51.536	51.837	1.581		50.023	51.604		
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(16.347)		15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal			(103)	(275)	(378)		(159)	(303)	(462)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	25.000	10	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais		12.707	177.391	131.702	321.800	6.465		145.160	154.579	306.204	
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(7.097)		22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal				(676)	(32)	(708)		(837)	(192)	(1.029)	
Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	Instrução CVM nº 476/09	200.000	1	200.000	2ª série da 2ª emissão em 08/12/2017	08/12/2017 a 08/12/2022	Readequação da estrutura de capital, com redução de capital social.	113,70% do CDI a.a.	Principal anual a partir de dezembro/2021 e juros semestral		1.379		100.000	100.000	201.379	271		100.000	100.000	200.271
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia				(1.635)		08/12/2017 a 08/12/2022			Amortização mensal				(140)	(57)	(197)		(160)	(78)	(238)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Lajeado Energia	Instrução CVM nº 476/09	100.000	1	100.000	3ª emissão em 14/11/2018	14/11/2018 a 20/10/2022	Capital de Giro de Refinanciamento de Dívida	109,25% do CDI a.a.	Principal anual a partir de outubro/2021 e juros semestral		943		50.000	50.000	100.943	410		50.000	50.000	100.410
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia				(351)		14/11/2018 a 20/10/2022			Amortização mensal				(80)	(29)	(109)		(82)	(41)	(133)	
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enepeixe	Instrução CVM nº 476/09	32.000	10	320.000	2ª emissão em 20/11/2017	20/11/2017 a 20/12/2022	Realavancagem e redução de capital	116% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de junho/2020 e juros semestral	Cessão Fiduciária dos Direitos Creditórios de Contratos de Energia	1.333		106.624	106.752	214.709	129		106.624	106.752	213.505
(-) Custos de emissão	Enepeixe				(2.048)		20/11/2017 a 20/12/2022			Amortização mensal				(261)	(84)	(345)		(304)	(127)	(431)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enepeixe	Instrução CVM nº 476/09	255.000	1	255.000	3ª emissão em 23/11/2018	23/11/2018 a 23/11/2023	Alongamento da dívida.	112,48% do CDI a.a.	Principal em parcela única em novembro/2023 e juros semestral		1.979		255.000	256.979	582			255.000	255.582	
(-) Custos de emissão	Enepeixe				(510)		23/11/2018 a 23/11/2023			Amortização mensal				(275)	(275)				(301)	(301)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enepeixe	Instrução CVM nº 476/09	275.000	1	275.000	4ª emissão em 30/03/2021	30/03/2021 a 20/03/2026	Capital de giro	CDI + 1,75% a.a.	Principal anual a partir de março/2025 e juros semestral		48		275.000	275.048					-	
(-) Custos de emissão	Enepeixe						30/03/2021 a 20/03/2026			Amortização mensal				(1.083)	(1.083)					-	



Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Consolidado									
												31/03/2021			31/12/2020						
												Encargos	Principal		Encargos	Principal		Total	Encargos	Principal	
Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total												
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Porto do Pacém	Instrução CVM nº 476/09	33.000	10	330.000	1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID	CDI + 2,95% a.a.	Principal anual a partir de novembro/2020 e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil	2.995		165.000	167.995	1.010		165.000	166.010		
(-) Custos de emissão	Porto do Pacém				(3.484)		14/11/2016 a 14/11/2021			Amortização mensal				(249)	(249)			(345)	(345)		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Transmissão	Instrução CVM nº 476/09	115.000	1	115.000	1ª emissão em 15/05/2018	15/05/2018 a 15/05/2033	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 24 do leilão 13/2015-ANEEL	IPCA + 7,0267% a.a.	Principal e juros semestral a partir de maio/2021	a. Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil; b. alienação fiduciária das ações.	27.718		31.622	98.972	158.312	24.527	25.978	101.434	151.939	
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão				(7.774)		15/05/2018 a 15/05/2033			Amortização mensal				(804)	(4.582)	(5.386)		(822)	(4.773)	(5.595)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Transmissão Aliança	Instrução CVM nº 476/09	1.200.000	1	1.200.000	1ª emissão em 15/10/2018	15/10/2018 a 15/10/2028	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 21 do leilão 05/2016-ANEEL	IPCA + 6,7200% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2023 e juros semestral	a. Fianças Corporativas da EDP - Energias do Brasil e da Celesc proporcionais às suas participações acionárias; b. Depósitos caucionados.	42.694			1.329.183	1.371.877	20.818		1.296.750	1.317.568	
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão Aliança				(56.660)		15/10/2018 a 15/10/2028			Amortização mensal					(39.979)	(39.979)			(41.681)	(41.681)	
Pentágono S.A. Distribuidora	EDP Transmissão SP-MG	Instrução CVM nº 476/09	800.000	1	800.000	2ª emissão em 15/07/2019	15/07/2019 a 15/07/2039	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 18 do leilão 05/2016-ANEEL	IPCA + 4,45% a.a.	Principal semestral a partir de julho/2022 e juros semestral	a. Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil		65.701		864.253	929.954		57.396	840.404	897.800	
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão SP-MG				(56.278)		15/07/2019 a 15/07/2039			Amortização mensal					(49.081)	(49.081)			(50.159)	(50.159)	
Total moeda nacional												112.922	65.701	998.236	5.429.450	6.606.309	91.235	57.396	1.169.515	3.898.055	5.216.201
Derivativos																					
Safra	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	500.000	1	700.000	10ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	Swap de IPCA + 3,91% a.a. para CDI + 1,50% a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral					(5.859)	(5.859)				-	
Itaú	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	700.000	1	500.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/07/2025	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	Swap de IPCA + 3,26% a.a. para CDI + 1,15% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral					(3.685)	(3.685)				-	
Total derivativos															(9.544)	(9.544)					
Total geral												112.922	65.701	998.236	5.419.906	6.596.765	91.235	57.396	1.169.515	3.898.055	5.216.201

(i) Conforme cláusula 4.2.3.2. da escritura da emissão, que prevê um aumento de 0,3% na taxa anual face um rebaixamento de pelo menos dois níveis no rating da emissora frente ao da data da emissão. Em 25 de fevereiro de 2016 o rating da EDP Espírito Santo foi rebaixado pela agência Moody's da nota "Aa1.br" em escala local e "Baa3" em escala global para a nota "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global.

(ii) Conforme cláusula 9.1. da escritura da emissão, que prevê um aumento de 0,5% no spread anual face um rebaixamento de pelo menos dois níveis no rating da emissora frente ao da data da emissão. Em 25 de fevereiro de 2016 o rating da Companhia foi rebaixado pela agência Moody's da nota "Aa3.br" em escala local e "Ba2" em escala global para a nota "Aa2.br" em escala local e "Ba3" em escala global.

As debêntures são demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva. O valor total referente as garantias das debêntures mencionados acima na Companhia é de R\$2.490.950 em 31 de março de 2021 (R\$2.401.560 em 31 de dezembro de 2020) e no consolidado R\$2.842.847 em 31 de março de 2021 (R\$2.746.822 em 31 de dezembro de 2020).

22.2 Movimentação das debêntures

	Controladora							
	Valor líquido em 31/12/2020	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/03/2021	
Circulante								
Principal	228.960			22.877		9.354	261.191	
Juros	10.459	(5.514)	8.868				13.813	
Custo de transação	(996)			(188)	405		(779)	
	<u>238.423</u>	<u>(5.514)</u>	<u>8.868</u>	<u>22.689</u>	<u>405</u>	<u>9.354</u>	<u>274.225</u>	
Não circulante								
Principal	204.602			(22.877)		1.513	183.238	
Custo de transação	(495)			188			(307)	
	<u>204.107</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(22.689)</u>	<u>-</u>	<u>1.513</u>	<u>182.931</u>	
	Consolidado							
	Valor líquido em 31/12/2020	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/03/2021
Circulante								
Principal	1.172.855		(210.000)		25.339		12.536	1.000.730
Juros	91.235		(27.077)	48.764				112.922
Custo de transação	(3.340)				(3.062)	3.908		(2.494)
	<u>1.260.750</u>	<u>-</u>	<u>(237.077)</u>	<u>48.764</u>	<u>22.277</u>	<u>3.908</u>	<u>12.536</u>	<u>1.111.158</u>
Não circulante								
Principal	4.001.192	1.475.000		2.774	(25.339)		87.236	5.540.863
Juros	57.396			8.305				65.701
Custo de transação	(103.137)	(12.386)			3.062	1.048		(111.413)
Swap				(9.544)				(9.544)
	<u>3.955.451</u>	<u>1.462.614</u>	<u>-</u>	<u>1.535</u>	<u>(22.277)</u>	<u>1.048</u>	<u>87.236</u>	<u>5.485.607</u>

22.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Controladora	Consolidado
Circulante		
2021	251.157	1.045.804
2022	23.068	65.354
	<u>274.225</u>	<u>1.111.158</u>
Não Circulante		
2022	138.287	693.822
2023	27.043	1.129.209
2024	17.601	732.239
2025		1.927.951
2026		313.135
2027 até 2039		689.251
	<u>182.931</u>	<u>5.485.607</u>
Total	<u>457.156</u>	<u>6.596.765</u>

As emissões realizadas pela Companhia e suas controladas não são conversíveis em ações.

As principais cláusulas prevendo a rescisão dos contratos estão descritas abaixo, enquanto que a totalidade das cláusulas podem ser consultadas no prospecto ou na escritura da emissão:

Em 31 de março de 2021 a Companhia e as controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Lajeado, Enerpeixe, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão SP-MG e Porto do Pecém encontram-se em pleno atendimento de todas as obrigações previstas no contrato de emissão de debêntures.

EDP - Energias do Brasil

• Para ambas as emissões:

- (i) Descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, não sanada no período estipulado pela Escritura de Emissão;
- (ii) Descumprimento, de qualquer obrigação referente ao principal e/ou à remuneração, não sanadas no período estipulado;
- (iii) Pedido de autofalência;
- (iv) Pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência, decretação de falência, liquidação ou dissolução da Companhia ou pelas Controladas Relevantes - EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Enerpeixe, ou qualquer controlada cuja receita represente mais de 20% da receita consolidada da Companhia, bem como pedido de falência não elidido no prazo legal;
- (v) Descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro da Dívida Líquida Consolidada em relação ao EBITDA Consolidado nas datas de apuração, qual seja 30 de setembro e 31 de dezembro de cada ano, não superior a 3,5;
- (vi) Protesto de título contra a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, cujo valor individual, ou agregado, ultrapasse R\$75.000, desde que não tenha sido comprovado pela Emissora ao Agente Fiduciário, que foi contestado de boa-fé e/ou não tenha sido sanado em 30 dias contados de sua intimação; e
- (vii) Arresto, sequestro, penhora ou qualquer outra constrição de bens e/ou direitos, ou vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, com valor, individual ou agregado, superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas.

• Específicas para a 4ª emissão:

- (i) Fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer outra forma de reorganização societária (inclusive incorporação e/ou incorporação de ações) da Emissora, salvo se: (a) divulgado pela Emissora por meio de fato relevante ou comunicado ao mercado até a data da Escritura de Emissão; (b) por determinação legal ou regulatória; (c) concedida anuência prévia dos titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas - AGD especialmente convocada para tal finalidade; ou (d) não provocar alteração do *rating* da Emissão para uma nota inferior a: (aa) "AA-" (duplo A menos) pela Standard & Poors Ratings do Brasil Ltda.; (bb) "Aa3.br" pela Moody's; ou (cc) "AA-" (duplo A menos) pela Fitch Ratings Brasil Ltda.;

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



(ii) Notificação de pagamento oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva contra a Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, com valor, individual ou agregado, superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas; e

(iii) Venda, cessão, locação ou qualquer forma de alienação ou promessa de alienação total ou parte relevante de ativos da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$75.000, sem aprovação prévia dos titulares das Debêntures que representem, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, reunidos em AGD especialmente convocada para tal finalidade, ressalvada a alienação de ativos ou projetos, individualmente considerados, desde que não tenha sido divulgado pela Emissora por meio de fato relevante ou comunicado ao mercado e que tenham capacidade instalada individual, atual ou futura, de até 70MW, e de forma que afete substancial e adversamente a condição econômica e/ou financeira da Emissora.

• Específicas para a 5ª emissão:

(i) Fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer outra forma de reorganização societária (inclusive incorporação e/ou incorporação de ações) da Emissora, salvo se: (a) por determinação legal ou regulatória (ressalvada, neste caso, a hipótese de extinção); (b) concedida anuência prévia dos titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 75% dos Debenturistas presentes à AGD, especialmente convocada para tal finalidade; ou (c) não provocar a queda do *rating* da Emissão em 2 ou mais *notches*; e

(ii) Descumprimento, pela Emissora ou pelas Controladas Relevantes, de sentença judicial transitada em julgado ou de qualquer decisão ou sentença administrativa ou arbitral não sujeita a recurso contra a Emissora, cujo valor individual ou agregado seja igual ou superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas, e desde que, cumulativamente, a critério dos Debenturistas, seja capaz de colocar em risco o cumprimento das obrigações assumidas pela Emissora.

Controladas

(i) EDP São Paulo (7ª, 8ª, 9ª e 10ª emissões): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado¹, não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano.

(ii) EDP São Paulo (11ª emissão): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado(*), não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano, para os anos de 2021, 2022, 2023 e 2024; e não superior a 4,0 na data de apuração, de 2025 até o vencimento.

(iii) EDP Espírito Santo (5ª, 6ª, 7ª, 8ª e 9ª emissões): descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida líquida em relação ao EBITDA ajustado(*) na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5.

(iv) EDP Espírito Santo (10ª emissão): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida ajustada²/EBITDA ajustado¹, não superior a 4,0 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano.

(v) EDP São Paulo (8ª emissão) e EDP Espírito Santo (6ª emissão): celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000.

(vi) EDP Espírito Santo (10ª emissão): celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$200.000.

(vii) EDP Espírito Santo (5ª e 6ª emissões): declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional em montante superior a R\$75.000.

(viii) Enerpeixe (4ª emissão): declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional em montante superior a R\$85.000.

(ix) Lajeado (2ª e 3ª emissões): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro da Dívida Líquida em relação ao EBITDA, não superior a 3,5 vezes nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano.

(x) Lajeado (2ª e 3ª emissões): descumprimento de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individual ou agregado seja superior a R\$75.000, sem que esteja em curso eventual ajuizamento, de boa-fé, pela Companhia de medidas judiciais visando suspender ou reverter os efeitos.

(xi) Porto do Pecém (1ª emissão): não observância: (a) pela Emissora, do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD maior ou igual a 1,2 vezes a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano, a partir de 31 de dezembro de 2017; e (b) pela Fiadora (EDP - Energias do Brasil), do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes.

(xii) Enerpeixe (2ª, 3ª e 4ª emissões): não observância, pela Emissora, do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes, a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano.

(xiii) Enerpeixe (4ª emissão): Redução de capital social da Companhia para valor inferior a R\$50.000 até 2022, para valor inferior a R\$ 30.000 a partir de 2023 e para valor inferior a R\$ 10.000 a partir de 2025, exceto se para absorção de prejuízos ou em caso de aprovação pelos Debenturistas.

(xiv) EDP Transmissão (1ª emissão): vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária: (a) da Emissora, cujo valor individual ou agregado ultrapasse R\$10.000; e/ou (b) da Garantidora (EDP - Energias do Brasil), cujo valor individual ou agregado ultrapasse R\$75.000.

(xv) EDP Transmissão (1ª emissão): não manutenção: (a) pela Emissora, do ICSD Ajustado em valor igual ou superior a 1,2 vezes, apurado anualmente, sendo a primeira apuração nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021; (b) pela Garantidora (EDP - Energias do Brasil), da relação entre Dívida Líquida por EBITDA em valor igual ou inferior a 3,5 vezes, apurado semestralmente, sendo a primeira apuração nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018.

(xvi) EDP Transmissão Aliança (1ª emissão) e EDP Transmissão SP-MG (2ª emissão): vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da emissora ou da interveniente garantidora cujo valor individual ou agregado ultrapasse R\$75.000, caso não sanado em 10 dias, ou caso protesto foi efetuado por erro ou má-fé, ou tenha sido cancelado, ou teve sua exigibilidade suspensa por medida judicial.

(xvii) EDP Transmissão Aliança (1ª emissão): manutenção de Dívida Líquida por EBITDA igual ou inferior a 3,5 vezes da EDP - Energias do Brasil, apurado semestralmente nos meses de junho e dezembro.

(xviii) EDP Transmissão SP-MG (2ª emissão): manutenção de Dívida Líquida por EBITDA igual ou inferior a 3,5 vezes da EDP - Energias do Brasil, apurado anualmente em dezembro.

¹ O EBITDA ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

² A Dívida Líquida ajustada não considera em seu cálculo as operações de mútuos com partes relacionadas.

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



23 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas
23.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

										Controladora										
										31/03/2021					31/12/2020					
										Encargos		Principal			Encargos		Principal			
										Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	
Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	
Moeda nacional																				
Energset S.A.	EDP - Energias do Brasil S.A.	400.000	03/07/2020	100.000	03/07/2020 a 02/07/2024	Contratos de Mútuo	100,3% CDI	Principal e juros com parcela única ao final do contrato			1.432		100.000	101.432		934		100.000	100.934	
										-	1.432	-	100.000	101.432	-	934	-	100.000	100.934	
Consolidado																				
										31/03/2021					31/12/2020					
										Encargos		Principal			Encargos		Principal			
										Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	
Instituição	Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional																				
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1238.1	EDP São Paulo	296.785	28/12/2014	253.733	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(ii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	4.986		59.648	66.550	131.184	3.430		58.948	72.602	134.980
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		28/12/2014	(1.134)	28/12/2014 a 16/12/2024								(159)	(41)	(200)			(163)	(81)	(244)
Notas Promissórias (5ª Emissão)	EDP São Paulo	300.000	19/07/2019	300.000	19/07/2019 a 17/07/2024	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	106,58% do CDI	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		18.498		300.000	318.498		16.857		300.000	316.857	
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		19/07/2019	(507)	19/07/2019 a 17/07/2024									(333)	(333)				(357)	(357)
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0295.1	EDP São Paulo	399.733	05/09/2017	158.600	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 3,23% a.a.	a) Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b) Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor do saldo devedor; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	6.199		49.519	117.888	173.606	4.270		49.111	120.581	173.962
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		05/09/2017	(3.498)	05/09/2017 a 15/06/2025								(476)	(718)	(1.194)			(506)	(826)	(1.332)
Notas Promissórias (6ª Emissão)	EDP São Paulo	350.000	03/04/2020	350.000	03/04/2020 a 29/03/2021	Capital de Giro	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00%	Principal e juros com parcela única ao final do contrato					-	13.771		350.000		363.771	
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		03/04/2020	(3.971)	03/04/2020 a 29/03/2021									-			(998)		(998)	
Notas Promissórias (7ª Emissão)	EDP São Paulo	120.000	08/04/2020	120.000	08/04/2020 a 03/04/2021	Capital de Giro	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00%	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		6.129		120.000	126.129	4.624		120.000		124.624	
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		08/04/2020	(1.208)	08/04/2020 a 03/04/2021								(94)	(94)			(373)		(373)	
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1237.1	EDP Espírito Santo	270.924	28/12/2014	249.593	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(ii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	4.505		57.492	63.445	125.442	3.108		56.864	69.851	129.823
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo		28/12/2014	(1.390)	28/12/2014 a 16/12/2024				Amortização mensal do custo de transação				(161)	(37)	(198)			(169)	(74)	(243)
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	EDP Espírito Santo	56.737	28/08/2009	20.687	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	5% a.a. + 1,5% a.a. (txadm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis; a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor da prestação vincenda do mês subsequente; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.				-			1.702		1.702	
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0296.1	EDP Espírito Santo	354.078	05/09/2017	174.093	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 3,23% a.a.	a) Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b) Principal e juros anuais.		6.637		64.526	117.663	188.826	4.575		64.089	120.738	189.402
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo		05/09/2017	(2.676)	05/09/2017 a 15/06/2025				Amortização mensal do custo de transação				(365)	(560)	(925)			(388)	(644)	(1.032)
MFLUG - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	200.000	20/02/2020	200.000	20/02/2020 a 22/2/2021	Capital de Giro	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	CDI + 0,10% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Nota Promissória				-	4.522		200.000		204.522	



Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Instituição	Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Consolidado												
											31/03/2021			31/12/2020									
											Encargos		Principal	Encargos		Principal	Total	Circulante	Não circulante	Total			
Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total												
Moeda estrangeira																							
4131 Scotiabank - SWAP	EDP Transmissão SP-MG	59.093 USD	23/12/2020	59.093 USD	23/12/2020 a 10/12/2021	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 18 do leilão 05/2016-ANEEL	Divida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	USD + 0,95% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	870	332.524	333.394	142	305.962	306.104							
Total moeda estrangeira											870	-	332.524	-	333.394	142	-	305.962	-	306.104			
Derivativos																							
Scotiabank	EDP Transmissão SP-MG	59.093 USD	23/12/2020		23/12/2020 a 10/12/2021	Hedge frente ao financiamento do Banco Scotiabank		Swap de variação cambial de USD + 0,95% a.a. para CDI + 0,45% a.a.	Em parcela única no final do contrato.		1.046	(31.587)	(30.541)	74	(4.701)	(4.627)							
Total derivativos											1.046	-	(31.587)	-	(30.541)	74	-	(4.701)	-	(4.627)			
Total geral											61.066	58.713	1.267.299	2.019.389	3.406.456	69.122	48.425	1.984.493	1.716.651	3.818.691			

(*) Conforme Alteração nº1 do Contrato de crédito junto ao MUFJG, foi deliberada: (i) a prorrogação do vencimento para 22/07/2021; e (ii) alteração dos juros remuneratórios para CDI + 1,89% a.a. a partir de 22/07/2020.

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa.

(iii) Equivalerá ao resultado da interpolação linear das taxas internas de retorno observadas no mercado secundário das Notas do Tesouro Nacional Série B (NTN-B), aplicável ao prazo médio de amortização de cada parcela dos Subcréditos B e D.

(iv) Os subcréditos A, C, E e F possuem juros e amortizações mensais, e os subcréditos B e D possuem juros e amortizações anuais.

(v) Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela controlada indireta Investco no montante original de R\$157.335, onde, de acordo com o artigo 8º do seu Estatuto Social, os detentores de tais ações gozam do direito de recebimento de um dividendo anual fixo (juros), cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Adicionalmente, de acordo com o artigo 9º do estatuto social da Investco, as ações preferenciais resgatáveis das classes "A" e "C", terão direito a equiparação na distribuição de dividendos caso sejam pagos dividendos a outras classes de ações superiores ao valor unitário dos dividendos anuais fixos. O saído em 31 de março de 2021 de R\$100.353 (R\$98.591 em 31 de dezembro de 2020) contempla o montante original e os juros até 2023 (termo da concessão), ambos descontados a valor presente pela taxa de 8,70% a.a., que equivale ao custo médio de captação da Investco na data de avaliação das ações. Devido à suas características, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro de dívida por satisfazerem a definição de passivo financeiro, pelo fato da Investco não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o item 19 do CPC 39.

Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva ou valor justo.

As operações de empréstimos em moeda estrangeira, conjuntamente com as operações de *swap/hedge*, foram reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado e a forma de realização é marcação a mercado.

O valor total referente as garantias de empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas mencionados acima na Companhia é de R\$1.739.781 em 31 de março de 2021 (R\$1.762.321 em 31 de dezembro de 2020) e no consolidado R\$2.191.595 em 31 de março de 2021 (R\$2.114.023 em 31 de dezembro de 2020).

23.2 Movimentação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado									
	Valor líquido em 31/12/2020	Juros provisionados	Valor líquido em 31/03/2021	Valor líquido em 31/12/2020	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Ajuste a valor presente	Ajuste a valor de mercado	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/03/2021
Não circulante													
Principal	100.000		100.000										
Juros	934	498	1.432										
	<u>100.934</u>	<u>498</u>	<u>101.432</u>										
Circulante													
Principal	1.993.215							65.969		(2.982)		31.717	1.300.786
Juros	69.048					(51.619)	41.497	755				339	60.020
Custo de Transação	(4.021)							(645)			2.755		(1.911)
Swap	(4.627)						(28.573)			2.659			(30.541)
	<u>2.053.615</u>	<u>-</u>	<u>(838.752)</u>	<u>12.924</u>	<u>66.079</u>	<u>-</u>	<u>(323)</u>	<u>2.755</u>	<u>32.056</u>	<u>1.328.354</u>			
Não circulante													
Principal	1.722.008	362.566						(65.969)	779			4.708	2.024.092
Juros	48.425						10.568	(755)	475				58.713
Custo de Transação	(5.357)						645				9		(4.703)
	<u>1.765.076</u>	<u>362.566</u>	<u>-</u>	<u>10.568</u>	<u>(66.079)</u>	<u>1.254</u>	<u>-</u>	<u>9</u>	<u>4.708</u>	<u>2.078.102</u>			

23.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Consolidado			
	Nacional	Estrangeira	Derivativos	Total
Circulante				
2021	956.162	333.394	(30.541)	1.259.015
2022	69.339			69.339
	<u>1.025.501</u>	<u>333.394</u>	<u>(30.541)</u>	<u>1.328.354</u>
Não circulante				
2022	683.392			683.392
2023	268.287			268.287
2024	529.830			529.830
2025	168.321			168.321
2026 até 2030	151.294			151.294
2031 até 2035	154.375			154.375
2036 até 2040	95.478			95.478
Após 2041	27.125			27.125
	<u>2.078.102</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.078.102</u>
Total	<u>3.103.603</u>	<u>333.394</u>	<u>(30.541)</u>	<u>3.406.456</u>

24 Benefícios pós-emprego

A Companhia e determinadas controladas mantêm planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, seguro de vida, Auxílio de Incentivo a Aposentadoria - AIA e outros benefícios a aposentados.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência a Companhia e suas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest e Investco contrataram atuários independentes, para realização de avaliação atuarial desses benefícios, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado, sendo a última efetuada para a data-base de 31 de dezembro de 2020.

A Companhia e suas controladas reconhecem as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação, na data da demonstração financeira, é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no exercício em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente. Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano, conforme legislação vigente e regulamento do plano.

As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do período em que os serviços são prestados.

	Controladora		Consolidado			
	Circulante		Circulante		Não circulante	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
PSAP Bandeirante			7.660	7.660	224.888	226.346
Auxílio Incentivo à aposentadoria - AIA			445	492		
Assistência médica e seguro de vida			37.114	37.067	629.179	624.585
Contribuição definida	43	47	268	319		
	<u>43</u>	<u>47</u>	<u>45.487</u>	<u>45.538</u>	<u>854.067</u>	<u>850.931</u>

24.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

São administrados pela EnerPrev, entidade fechada de previdência complementar patrocinada pelas empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrados no Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios - CNPB na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC. Tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia e de suas controladas, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos nos regulamentos.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



24.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

EDP São Paulo

Os planos estão estruturados na modalidade "Saldado, Benefício definido e Contribuição variável", encontram-se fechados para novas adesões, e possuem as seguintes características:

(i) Plano PSAP Bandeirante – Grupo de Custeio BSPS: Corresponde aos benefícios proporcionais dos empregados, calculados com base no tempo de serviço até março de 1998, enquanto esteve vigente. Possui a característica do tipo Benefício definido, que concede Benefício saldado, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é da EDP São Paulo; e

(ii) Plano PSAP Bandeirante – Grupos de Custeio BD e CV:

• Grupo de Custeio BD - vigente após 31 de março de 1998: Plano do tipo Benefício definido, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e de entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de março de 1998) e, portanto, não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é paritária entre a Companhia e os participantes.

• Grupo de Custeio CV: Implantado junto com a modalidade BD vigente após 31 de março de 1998 que, até a concessão da renda (vitalícia ou financeira), reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial à Companhia. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando, neste caso, responsabilidade atuarial para a EDP São Paulo.

A EDP São Paulo contribuiu para estes grupos de custeio, no período, com o montante de R\$287 (R\$689 em 2020).

	31/12/2020	Despesa Operacional reconhecida no período	Despesa Financeira reconhecida no período	Contribuições pagas pela Companhia	31/03/2021
PSAP	234.006	(581)	4.341	(5.218)	232.548
	234.006	(581)	4.341	(5.218)	232.548

EDP Espírito Santo

• Plano Escelsos I estruturado na modalidade de Benefício definido (vigente para adesões até 31 de maio de 1998): O Plano de custeio é sustentado por contribuições da patrocinadora, que correspondem ao dobro das contribuições dos participantes limitado a 7% da folha de salários. Concede renda vitalícia reversível em pensão, na base de até 100% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade.

EDP Espírito Santo e Energest

• Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável (vigente para adesões até 1º de novembro de 2006): O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano. É um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para as controladas. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for essa a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial às controladas. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para as controladas.

Segue abaixo a movimentação do saldo no período para os Planos I e II da EDP Espírito Santo e da Energest:

	EDP Espírito Santo				Energest	
	Plano I		Plano II		Plano II	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Valor presente das obrigações total ou parcialmente cobertos	(144.360)	(144.360)	(81.031)	(81.031)	(48)	(48)
Valor justo dos ativos	207.419	207.419	145.928	145.928	530	530
Superávit	63.059	63.059	64.897	64.897	482	482
Restrição no reconhecimento do Ativo	(63.059)	(63.059)	(64.853)	(64.897)	(482)	(482)
Saldo inicial - Outros créditos - Benefícios pós-emprego	-	-	44	-	-	-
Despesa Operacional reconhecida no período	-	-	(25)	-	-	-
Despesa Financeira reconhecida no período	-	-	(19)	-	-	-
Saldo final - Outros créditos - Benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-

24.1.1.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do calculado na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos planos ou da legislação aplicável a planos de previdência.

As obrigações dos planos são calculadas utilizando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos seja diferente da rentabilidade do tipo Tesouro IPCA+ (antiga NTN-B) com *duration* similar a do benefício, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.

As práticas de investimento dos planos se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazo, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditas pelos fluxos atuariais futuros.

Foi publicada em 21 de fevereiro de 2017 a Resolução nº 24 da PREVIC que dispõe sobre o reconhecimento de submassas nos planos de benefícios. De acordo com a referida resolução, caracteriza-se como submassa um grupo de participantes ou assistidos vinculados a um plano de benefícios e que tenham identidade de direitos e obrigações homogêneos entre si, porém heterogêneos em relação aos demais participantes e Em 25 de setembro de 2018, a Enerprev iniciou junto aos órgãos competentes processo para permitir a opção de migração que dispõe sobre a possibilidade dada a cada Participante e Assistido do referido Plano de transacionar seus direitos e obrigações a ele inerentes pelos direitos e obrigações do Plano Energias do Brasil e/ou do Plano Saldado PSAP. A possibilidade da ocorrência de migração para ambos os Planos decorre do fato de o Plano PSAP/Bandeirante possuir três submassas, assim denominadas: BD, CV e BSPS.

Com base neste conceito, para a EDP São Paulo a avaliação atuarial realizada em 31 de dezembro de 2020 identificou que cada grupo de custeio do plano PSAP Bandeirante (BSPS, BD e CV) representaria uma submassa no plano e, por sua vez, deveriam ser controlados de forma segregada, resultando em uma posição superavitária para a submassa de custeio BD no montante de R\$1.089 e uma posição deficitária para as submassas de custeio CV e BSPS nos montantes de R\$12.016 e R\$223.083 respectivamente, resultando em um montante líquido deficitário atualizado de R\$232.548.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Considerando o proposto acima, os resultados da PSAP refletem a migração dos seus planos (BSPS, BD e CV) para o Plano Benefícios Energias do Brasil aprovada pela Portaria Previc nº 118, de 13 de fevereiro de 2020, publicada no D.O.U. de 19 de fevereiro de 2020. O fim da migração desses planos ocorreu em 30 de outubro de 2020 e a efetiva migração dos recursos deu-se no início de dezembro de 2020, tendo gerado para a EDP São Paulo um resultado positivo de liquidação antecipada de R\$5.288 em 31 de dezembro de 2020.

Para a EDP Espírito Santo e para a Energest, a avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2020 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresentava-se superavitário. Todavia, este superávit possui restrição no seu reconhecimento decorrente de premissas atuariais estabelecidas no CPC 33 (R1).

24.1.1.2 Confissão de dívida - EnerPrev e EDP São Paulo

A EDP São Paulo, com o objetivo de equacionar o déficit atuarial da sua submassa BSPS e diminuir o risco de futuros déficits, formalizou instrumento jurídico com a EnerPrev decorrente de déficit atuarial, calculado conforme diretrizes da Resolução CGPC nº 26/2008 e suas alterações. O acordo original estava sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997. Em 22 de agosto de 2016, a EDP São Paulo e a EnerPrev firmaram o 2º aditivo do termo de compromisso entre as empresas, destacando a alteração do prazo da liquidação (que estava prevista para encerrar-se em setembro de 2017) para 143 parcelas, sendo a primeira em setembro de 2016. A partir de dezembro de 2016, o saldo devedor e o valor da prestação mensal serão apurados uma vez por ano na época da avaliação atuarial da EnerPrev, posicionada em dezembro, considerado o valor e o prazo remanescente da dívida. As premissas atuariais utilizadas pela EDP São Paulo atendem ao disposto no CPC 33 (R1) enquanto que as premissas atuariais utilizadas pela EnerPrev atendem a Resolução CGPC nº 18/2006 e Instrução Previc nº 7/2013.

Segue abaixo conciliação entre os dois métodos de avaliação atuarial:

	31/03/2021	31/12/2020
Valor presente das obrigações do plano	(1.116.976)	(1.116.976)
Valor justo dos ativos do plano	934.128	934.128
Superávit	(182.848)	(182.848)
Superávit irrecuperável	(49.700)	(51.158)
Total registrado submassa BSPS - CPC 33 (Nota 24.1.1.1)	(232.548)	(234.006)
Contrato de confissão de dívida e ajuste de reserva matemática - Resolução CGPC nº 26/2008	(63.697)	(61.469)
Diferença entre premissas (*)	168.851	172.537

(*) O montante de R\$168.851 (R\$172.537 em 31 de dezembro de 2020) é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela EDP São Paulo para fins de atendimento à Deliberação CVM nº 695/12 e aquelas utilizadas pela EnerPrev (administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento à Resolução nº 26/08 e suas alterações do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano.

24.1.2 Planos de Contribuição definida

A Companhia e as demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil são patrocinadoras do Plano Energias do Brasil administrado pela EnerPrev, o qual encontra-se aberto para adesão de novos participantes. Neste plano, o participante pode contribuir com o percentual fixo de 1% até 7% do salário de contribuição, no qual o percentual da contribuição das patrocinadoras em seu favor no referido plano também ocorrerá na mesma proporção, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para as patrocinadoras. Os participantes poderão ainda participar com contribuições voluntárias mensais, que equivalem a um percentual de sua livre escolha aplicado sobre o seu salário de contribuição, ou anuais, por meio de um valor único a escolha do participante. Este tipo de contribuição é feita adicionalmente à contribuição básica, sem a proporcional contribuição das Na qualidade de patrocinadoras deste plano a Companhia contribuiu no período com R\$304 (R\$273 em 2020) e as controladas contribuíram no período com o montante de R\$1.748 (R\$1.261 em 2020).

Em 31 de março de 2021 este plano tem a adesão de 129(*) colaboradores (133(*) em 31 de dezembro de 2020) da Companhia e 1.700 (*) (1.763(*) em 31 de dezembro de 2020) das suas controladas.

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

24.2 Auxílio Incentivo à Aposentadoria (AIA), Assistência médica, Seguro de vida e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido

• Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA (EDP Espírito Santo): Benefício aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1981, pagável por ocasião da rescisão do contrato de trabalho, independentemente do motivo de desligamento. O AIA garante um pagamento em forma de pecúlio, cujo valor foi calculado considerando, para cada empregado, a proporcionalidade do tempo de contribuição ao INSS até 31 de outubro de 1996, da remuneração e o benefício do INSS em 31 de outubro de 1996;

• Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios a aposentados (EDP Espírito Santo e Energest - vigente aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1990 e aposentados nas controladas): Cobertura vitalícia com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos, seguro de vida e, nos casos comprovados de existência de dependente especial, correspondente a 50% do piso salarial das controladas; e

• Assistência médica (Investco): De acordo com a Lei nº 9.656/98, os empregados que pagam contribuição mensal fixa para o plano de assistência médica têm o direito de continuar em um plano semelhante, em caso de desligamento ou aposentadoria, por um tempo determinado conforme previsto na legislação aplicável aos planos de assistência à saúde. O modelo de assistência médica da Investco de abril de 2005 até dezembro de 2011 atendiam a essa condição.

24.2.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos benefícios ou da legislação aplicável a estes.

A maior parte das obrigações dos benefícios consistem na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos. Estes benefícios são sensíveis à inflação, sendo que uma inflação maior que o previsto nesta avaliação levará a um maior nível de obrigações.

Em 01 de março de 2019, as controladas EDP Espírito Santo e Energest iniciaram o processo de alteração do Plano de Benefício Definido, a partir da troca do operador do plano de Assistência Médica, o qual utiliza a modalidade de operação (catalogada pela ANS – Agência Nacional de Saúde) sob a forma de cooperativa médica, ao invés da modalidade de seguradoras especializadas em saúde utilizada pelo antigo operador. O modelo de cooperativa apresenta uma rede própria de médicos e infraestrutura médica, impactando, portanto, a disponibilidade de especialidades médicas diretas, hospitais, exames e acesso. A migração foi finalizada em 01 de maio de 2019, sendo que os impactos da alteração, que se enquadraram como custo do serviço passado no montante de R\$134.376 na controlada EDP Espírito Santo e R\$2.979 na controlada Energest, tiveram seu reconhecimento classificado no resultado do exercício corrente de 2019.

Tal classificação e reconhecimento estão em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, que requer que na ocorrência de evento que possa ser julgado como uma redução, alteração ou liquidação de plano de benefício, a entidade deva mensurar o custo do serviço passado a partir da avaliação do valor líquido do passivo de benefício definido, utilizando o valor justo dos ativos e premissas atuariais correntes que reflitam os benefícios oferecidos em conformidade com o plano e os ativos do plano antes e após a identificação do eventos.

Nesse sentido, à luz da norma, o custo do serviço passado é a mudança no valor presente da obrigação de benefício definido, resultante da alteração ou redução do plano (encurtamento/*curtailment*), devendo ser reconhecido no resultado no exercício em que ocorrer, uma vez que não estavam admitidos ou previstos nas premissas atuariais anteriores, e tampouco se tratam de serviços já prestados.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2020 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

Segue abaixo a movimentação do saldo no período:

	Investco				31/03/2021
	31/12/2020	Despesa Operacional reconhecida no período	Despesa Financeira reconhecida no período		
Assistência Médica	1.551	18	30		1.599
	1.551	18	30		1.599

	EDP Espírito Santo					31/03/2021
	31/12/2020	Despesa Operacional reconhecida no período	Despesa Financeira reconhecida no período	Benefícios pagos diretamente pela Companhia	(Ganho)/Perda Atuarial	
Assistência Médica e Odontológica	647.315	597	11.786	(7.908)		651.790
Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	492	1	3	(51)		445
Plano I e II		25	19		(44)	
	647.807	623	11.808	(7.959)	(44)	652.235

	Energest				31/03/2021
	31/12/2020	Despesa Operacional reconhecida no período	Despesa Financeira reconhecida no período	(Ganho)/Perda Atuarial	
Assistência Médica e Odontológica	12.786	243	7	(132)	12.904
	12.786	243	7	(132)	12.904

25 Encargos setoriais

As obrigações a recolher, referem-se a encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, como segue:

	Consolidado						
	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adições	Atualização Monetária	Pagamentos	Transferências	Saldo em 31/03/2021
Quota de reserva global de reversão - RGR		350	1.087		(1.087)		350
Pesquisa e desenvolvimento e Programa de eficiência energética (P&D e PEE)	25.1 e 28	71.687	24.052	805	(24.366)	(6.762)	65.416
Conta de desenvolvimento energético - CDE	25.2 e 28	-	305.243		(300.935)	6.767	11.075
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	28	6.392	9.065		(8.808)		6.649
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		31.445	1				31.446
Outros encargos		1.377	4.289		(4.252)		1.414
Total		111.251	343.737	805	(339.448)	5	116.350
Circulante		111.251					114.719
Não circulante							1.631

25.1 Pesquisa e desenvolvimento - P&D e Programa de eficiência energética - PEE

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pelas controladas, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. As controladas têm a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC para as obrigações de investimento pelas distribuidoras e por IGP-M para os montantes destinados ao PROCEL até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13.

Em 1º de setembro de 2020 foi publicado pelo Diário Oficial da União a Medida Provisória nº 998, que trata da destinação de recursos disponíveis para investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética (EE), no período de 1º de setembro de 2020 à 31 de dezembro de 2025, para ao fundo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Diante disto, por meio da Nota Técnica nº 0496/2020-SPE/ANEEL, houve a necessidade de instauração de Consulta Pública (previsto para ocorrer no primeiro semestre de 2021) com vistas a dar transparência e colher subsídios sobre as alterações promovidas pela MP nº 998.

Através das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 78/20, concluiu-se pela regulamentação do Artigo 1º da Lei nº 14.120 de 1º de março de 2021 (decorrente da conversão da MP nº 998/20), que nos termos das Notas Técnicas nº 7/2021-SPE-SFF/ANEEL e nº 9/2021-SPE-SFF/ANEEL, estabelece, dentre outras: (i) as premissas necessárias para a definição dos projetos que deverão ser enquadrados como contratados ou iniciados e serão abatidos do saldo existente em 31 de agosto de 2020; (ii) a definição dos valores a serem recolhidos; (iii) a operacionalização do recolhimento dos recursos à CDE; (v) a fiscalização das informações declaradas pelas empresas; e (vi) a alteração dos regulamentos.

Por meio do Despacho nº 904 de 31 de março de 2021, a ANEEL regulamentou o Artigo 1º da Lei nº 14.120/21 que destina os recursos não utilizados de P&D e PEE, geridos pela ANEEL para a CDE (Nota 4.8.2). Os valores descrito no referido Despacho foram discutidos junto à ANEEL através da carta CT-EDP-ES-029-2021 em 22 de março de 2021 para a controlada EDP Espírito Santo.

O saldo líquido em 31 de março de 2021 no montante de R\$65.416 (R\$71.687 em 31 de dezembro de 2020), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

25.2 Conta de desenvolvimento energético - CDE

A CDE é destinada à promoção do desenvolvimento energético no território nacional, seguindo em cumprimento a programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia - MME, e gerido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os valores de transferência referem-se ao repasse à referida Conta, anuidos pela ANEEL (Notas 4.8.2 e 25.1).

26 Provisões

	Nota	Controladora		Consolidado			
		Não circulante		Circulante		Não circulante	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	26.1	8.246	8.186	13.490	13.545	522.049	510.365
Licenças Ambientais	26.2			99.847	89.370	29.847	31.922
Desmantelamento	26.3					10.111	9.925
Total		8.246	8.186	113.337	102.915	562.007	552.212

As provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

26.1 Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e depósitos vinculados a litígios

A Companhia e suas controladas são partes em ações judiciais e processos administrativos perante diversos tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos.

As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data nas demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente por diversos índices, de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos.

26.1.1 Risco de perda provável

A Administração da Companhia e de suas controladas, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituíram provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em curso, como segue.

	Controladora						
	Passivo				Ativo		
	Saldo em 31/12/2020	Baixas		Atualização monetária	Saldo em 31/03/2021	Depósito Judicial	
		Constituição	Pagamentos			31/03/2021	31/12/2020
Trabalhistas	1.291		(91)	66	1.266	1.093	79
Cíveis	6.554	269	(697)	519	6.645	2.214	2.206
Outros	341	1	(7)		335		
Total Não circulante	8.186	270	(795)	585	8.246	3.307	2.285

	Consolidado							
	Passivo				Ativo			
	Saldo em 31/12/2020	Baixas		Reversões	Atualização monetária	Saldo em 31/03/2021	Depósito Judicial	
		Constituição	Pagamentos				31/03/2021	31/12/2020
Trabalhistas	126.917	11.564	(6.034)	(3.548)	9.198	138.097	58.286	56.070
Cíveis	290.415	6.036	(6.689)	(12.320)	11.466	288.908	109.863	108.203
Fiscais	42.357	414	(1.003)		678	42.446	628	628
Regulatórios	11.374		(66)		52	11.360		
Outros	52.847	1.914	(453)	(40)	460	54.728		
Total	523.910	19.928	(14.245)	(15.908)	21.854	535.539	168.777	164.901
Circulante	13.545					13.490		
Não circulante	510.365					522.049	168.777	164.901

O valor total referente as garantias de provisões prováveis na Companhia e consolidado é de R\$69.646 em 31 de março de 2021 (R\$39.779 em 31 de dezembro de 2020).

26.1.1.1 Trabalhistas

EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Soluções, Porto do Pecém, Energest e EDP - Energias do Brasil

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e equiparação salarial.

Em 4 de agosto de 2015, por meio do julgamento do processo de arguição de inconstitucionalidade nº 479-60.2011.5.04.0231, o Pleno do Tribunal Superior do Trabalho decidiu que os débitos trabalhistas devem ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial - IPCA-E, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. O índice seria utilizado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho - CSJT para a tabela de atualização monetária da Justiça do Trabalho (Tabela Única). Desta forma, o índice de correção desses débitos, que era a Taxa Referencial - TR, passaria a ser o IPCA-E.

O novo índice deveria ser aplicado em todas as ações trabalhistas que envolvem entes públicos e privados que discutem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009, que ainda não foram executadas ou houve o trânsito em julgado. Todavia, em 14 de outubro de 2015, o Ministro do Supremo Tribunal Federal - STF deferiu liminar para suspender os efeitos da decisão proferida pelo Tribunal Superior do Trabalho - TST.

Em ato contínuo, em 05 de dezembro de 2017, a 2ª Turma do STF, por maioria dos votos, julgou improcedente a ação ajuizada pela Federação Nacional dos Bancos - Fenaban contra a decisão do TST nos autos do processo ArgInc-479-60.2011.5.04.0231, que determinava a aplicação do IPCA-E como índice de correção monetária dos débitos trabalhistas. Na decisão questionada pela Fenaban, o TST declarou que o uso da TR como índice de correção na Justiça do Trabalho era inconstitucional, ficando, em consequência, revogada a liminar anteriormente deferida, e determinou a adoção do IPCA-E determinado pelo IBGE, para calcular os débitos.

Em março de 2018 os Embargos Declaratórios foram julgados no TST e, neste sentido, a Companhia e suas controladas entenderam, por hora, que a decisão do STF deveria ser aplicada a partir de seus efeitos modulatórios e não sobre todo o processo, logo, a aplicação do IPCA-E deveria ocorrer a partir de 25 de março de 2015. Cabe recurso ao tema.

Desta forma, desde dezembro de 2017, a Companhia e suas controladas passaram a atualizar todos os processos trabalhistas por meio do IPCA-E.

Em dezembro de 2020, o plenário do Supremo Tribunal Federal decidiu que a correção monetária de débitos trabalhistas deve ser feita pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E) e pela taxa SELIC, mais favoráveis aos trabalhadores. O entendimento firmado pela Corte abrange também os depósitos recursais realizados em conta judicial.

Os processos que ainda estejam na fase de conhecimento, independentemente da prolação de sentença, deverão observar, de forma retroativa, a aplicação dos dois índices da seguinte forma: a aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E) na fase pré-judicial e, a partir da citação do processo, a taxa SELIC. A decisão proferida pelo Supremo Tribunal Federal encerra discussões travadas nos TRTs e TST sobre o índice de correção aplicável na Justiça do Trabalho, e tais índices devem ser aplicados enquanto não for aprovado projeto de lei pelo Congresso Nacional sobre o tema.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Neste sentido, a Companhia e suas controladas passarão a aplicar os referidos índices de correção das seguintes formas:

- Processos em andamento, atualização da nova forma de cálculos em fase de liquidação do processo;
- Processos novos – aplicação dos índices desde o cadastramento no sistema EDP Legal, o qual deverá ser incluído já com o correto valor atualizado pelo índice IPCA-e para que o sistema realize as atualizações mensais pós citação pela taxa Selic.

26.1.1.2 Cíveis**EDP São Paulo e EDP Espírito Santo**

Referem-se, principalmente, a pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário. O saldo em 31 de março de 2021 para a EDP São Paulo é de R\$64.492 (R\$62.319 em 31 de dezembro de 2020) e para a EDP Espírito Santo é de R\$5.365 (R\$5.078 em 31 de dezembro de 2020), destacando-se o seguinte processo para a EDP São Paulo:

- Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nº 38/86 e nº 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a EDP São Paulo cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R\$60.951 e, em junho de 2011, foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R\$10.627. A EDP São Paulo apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R\$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R\$66.806. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R\$10.627, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e no Superior Tribunal de Justiça - STJ discutindo a questão. Atualmente, foi realizada nova perícia no âmbito do cumprimento de sentença. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial em contrapartida de uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de março de 2021 é de R\$53.001

Investco

A Investco possui provisionado em 31 de março de 2021 o montante de R\$13.693 (R\$12.971 em 31 de dezembro de 2020) que refere-se:

(i) Indenizações

Indenizações pleiteadas por pessoas que se consideram impactadas pelo enchimento do reservatório UHE Lajeado ou que pretendem majorar indenizações recebidas da Investco por conta do citado enchimento, cujo montante provisionado em 31 de março de 2021 é de R\$2.877 (R\$2.725 em 31 de dezembro de 2020).

(ii) Desapropriações

Referem-se à indenizações a título de desapropriações propostas pela Investco para enchimento do reservatório UHE Lajeado, em que se discute a diferença entre o valor depositado pela Investco e o valor pretendido pelo expropriado, cujo montante provisionado em 31 de março de 2021 é de R\$10.816 (R\$10.246 em 31 de dezembro de 2020). O saldo dos Depósitos judiciais, relacionados a estes processos, em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 é de R\$13.138 e estão registrados no Imobilizado em curso - Outros (Nota 19).

26.1.1.3 Fiscais**Enerpeixe**

Refere-se a processo administrativo no âmbito da Receita Federal do Brasil - RFB, que visa a cobrança de IRPJ e CSLL apurados nos períodos de 2014 a 2016 por suposta falta de recolhimento. O valor atualizado em 31 de março de 2021 é de R\$2.092 (R\$2.086 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou defesa administrativa e aguarda julgamento.

EDP São Paulo

Em 31 de março de 2021, o valor total da contingência é de R\$10.591 (R\$10.572 em 31 de dezembro de 2020), em razão da reavaliação de provas do processo judicial, no qual discute-se ao direito aos créditos de ICMS utilizados pela EDP São Paulo no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica". Foi efetuada a provisão parcial do valor total da contingência, e a segregação da classificação de risco. A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09, além dos honorários exigidos pela Procuradoria Estadual na fase judicial.

EDP Espírito Santo

Refere-se a ação judicial movida pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS e COFINS dos períodos de 2002 e 2005, em razão do não processamento das retificações das declarações decorrentes da recomposição tarifária extraordinária, conforme orientações do parecer COSIT 26/02. Em razão do indeferimento da perícia nos autos, foi proferida decisão desfavorável no Tribunal Superior, ocasionando o provisionamento da contingência no valor de R\$27.337, já atualizados, em 31 de março de 2021 (R\$27.295 em 31 de dezembro de 2020). A EDP Espírito Santo apresentou recurso e aguarda julgamento.

26.1.1.4 Regulatórios**EDP São Paulo e EDP Espírito Santo**

Referem-se a autos de infração editados pela ANEEL ou outros órgãos reguladores que encontram-se em fase de recurso pelas controladas.

26.1.1.5 Outros**Porto do Pecém**

Como consequência da combinação de negócios relativa à aquisição da Porto do Pecém, é considerado em 31 de março 2021 o montante de R\$21.745 (R\$21.745 em 31 de dezembro de 2020) resultante de processo judicial, o qual a Porto do Pecém é litisconsorte, promovido por prestador de serviços na construção da usina que questiona suposto descumprimento contratual. Atualmente aguarda-se início da fase de produção de provas.

26.1.2 Risco de perda possível

Existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão, demonstrados a seguir:

	Controladora				Consolidado			
	Saldo em		Ativo		Saldo em		Ativo	
	31/03/2021	31/12/2020	Depósito Judicial	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	Depósito Judicial	31/12/2020
Trabalhistas	4.800	4.744	64	62	118.145	124.635	9.934	7.264
Cíveis	56.626	53.493	322	296	1.215.899	1.156.349	28.959	17.143
Fiscais	46.196	46.106	969	966	1.962.900	2.036.393	127.734	129.302
Regulatórios							552	552
Total	107.622	104.343	1.355	1.324	3.296.944	3.317.377	167.179	154.261

O valor total referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R\$780.490 em 31 de março de 2020 (R\$833.672 em 31 de dezembro de 2020) e no consolidado R\$806.763 em 31 de março de 2021 (R\$851.455 em 31 de dezembro de 2020).

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacam-se as seguintes:

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



26.1.2.1 Trabalhistas

EDP - Energias do Brasil, EDP Espírito Santo, EDP São Paulo, Porto do Pecém, EDP Soluções, Energest e EDP Transmissão

Referem-se a diversas ações que, de maneira geral, versam sobre horas extras, equiparação salarial, responsabilidade subsidiária/solidária envolvendo empresas prestadoras de serviços, indenização por danos morais/materiais decorrentes de doenças/acidentes de trabalho, dentre

26.1.2.2 Cíveis

EDP - Energias do Brasil

• Processo nº 1109675-81.2014.8.26.0100, em trâmite na 20ª Vara Cível do Foro Central da Comarca de São Paulo, movido pela Montcalm Montagens Industriais S.A. contra as empresas MABE Construção e Administração de Projetos LTDA, Pecém II Geração de Energia S.A, Eneva S.A. e EDP - Energias do Brasil, que discute suposto desequilíbrio contratual em subcontratação realizada pela MABE, para prestação de serviços de montagem de equipamento relacionadas à implantação da UTE Pecém II, empresa do grupo econômico da Eneva S.A.. A Montcalm, alega que as empresas possuem responsabilidade subsidiária pelos inadimplementos contratuais, em razão de suposta sucessão contratual e sucessão empresarial. Atualmente o processo encontra-se em fase pericial. O valor estimado em 31 de março de 2021 é de R\$51.284 (R\$48.542 em 31 de dezembro de 2020).

• Referem-se, em sua grande maioria, às ações descritas na nota 26.1.1.2 - Indenizações e Desapropriações, no montante em 31 de março de 2021 de R\$141.509 (R\$134.052 em 31 de dezembro de 2020).

EDP Espírito Santo e EDP São Paulo

• Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". Em 05 de abril de 2017, foi proferida sentença extinguindo o feito também em relação a ANEEL. Após julgamento que extinguiu o processo sem resolução do mérito, atualmente aguarda-se decisão do recurso da parte autora. A ação tramita apenas em face da ANEEL. O valor estimado em 31 de março de 2021 da EDP Espírito Santo é de R\$92.283 (R\$87.348 em 31 de dezembro de 2020) e da EDP São Paulo é de R\$207.374 (R\$196.284 em 31 de dezembro de 2020).

• Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, as controladas, por meio da ABRADÉE, ajuizaram o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de março de 2021 da EDP Espírito Santo é de R\$17.224 (R\$16.303 em 31 de dezembro de 2020) e da EDP São Paulo é de R\$19.099 (R\$18.077 em 31 de dezembro de 2020).

EDP Espírito Santo, EDP São Paulo, Lajeado, Investco, Energest e Enerpeixe

• Ação Ordinária nº 0028271-48.2014.4.01.3400, em trâmite na 13ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, também proposta pela SAESA contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motorização da UHE Santo Antônio, do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. A liminar não foi concedida em primeira instância. Em sede de agravo, o TRF deferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pela SAESA, conferindo efeito retroativo, que passou a ter eficácia desde o início de março de 2012. As controladas e a ANEEL protocolaram junto ao STJ pedidos de Suspensão de Liminar que foi deferido suspendendo a mesma. Em 18 de março de 2015 o recurso proposto pela SAESA foi rejeitado pela corte especial do STJ. Em 26 de setembro de 2018 foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos da SAESA. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado consolidado em 31 de março de 2021 é de R\$25.613 (R\$24.244 em 31 de dezembro de 2020).

Porto do Pecém

Em decorrência da situação de escassez hídrica no Estado do Ceará, o Governo do Estado por meio do Decreto nº 32.044 de 16 de setembro de 2016, estabeleceu a cobrança do Encargo Hídrico Emergencial – EHE a ser incidido sobre as indústrias termoeletricas do Estado, cobrado mensalmente com base no consumo verificado no valor de R\$7.210,00 a cada 1.000 metros cúbicos.

Em 13 de outubro de 2016 a Porto do Pecém apresentou à ANEEL requerimento administrativo com o fim de obter, cautelarmente, a aplicação de novo valor de Custo Variável Unitário – CVU da energia gerada pela UTE Pecém I, face à cobrança do novo encargo, visto que afetaria a equação econômico-financeira dos CCEARs. A ANEEL, por meio do Despacho nº 3.293 de 16 de dezembro de 2016, negou provimento ao requerimento.

Encontra-se em andamento a ação judicial promovida em face da ANEEL em 19 de dezembro de 2016, com vistas a ter garantido o equilíbrio econômico financeiro dos CCEARs, mediante repasse do EHE ao CVU. Em 31 de janeiro de 2017 foi indeferido o pedido de liminar. Em 3 de maio de 2017 a Porto do Pecém ingressou com um novo recurso requerendo nova apreciação onde foi proferida decisão deferindo a antecipação da tutela em favor da Porto do Pecém. Atualmente o processo aguarda a sentença. Mediante os fatos, a Porto do Pecém vem reconhecendo e repassando o custo integral do EHE no CVU impactando a receita líquida em contrapartida do contas a receber. Em 11 de agosto de 2017 foi promulgado pelo governo do estado de Ceará o decreto nº32.305/17 que prorrogou o encargo por prazo indeterminado.

Em 31 de março de 2021 a ação possui o valor estimado total de R\$132.793 (R\$125.692 em 31 de dezembro de 2020). No decorrer de 2020 houve a revisão das premissas envolvendo o cálculo da contingência que, anteriormente, levavam em consideração a estimativa do valor a ser pago de EHE, segundo a média histórica, passando a ser considerado o risco efetivo da ação considerando o repasse da CVU.

26.1.2.3 Fiscais

EDP - Energias do Brasil (Controladora e Consolidado)

• A Companhia possui discussão administrativa relativa a não homologação de compensações diversas e ao não reconhecimento pela Receita Federal do Brasil - RFB de saldo negativo de IRPJ, apurado nos anos calendários de 1999/2001, originado de empresa incorporada (Magistra Participações S.A.), que totalizam em 31 de março de 2021 o valor de R\$22.722 (R\$22.684 em 31 de dezembro de 2020). O processo aguarda decisão de recurso.

EDP São Paulo e EDP Espírito Santo

• Ação Judicial objetivando assegurar o direito da inclusão de débitos de PIS e COFINS dos períodos de 2015 e 2017 para a EDP São Paulo e inclusão de débitos de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2015 e 2016 para a EDP Espírito Santo, no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) instituído pela Receita Federal do Brasil, os quais estão sendo regularmente pagos. Contudo, não constavam no sistema no momento da consolidação realizada em dezembro de 2018, envolvendo o montante em 31 de março de 2021 de R\$34.755 (R\$34.660 em 31 de dezembro de 2020) para a EDP São Paulo e R\$140.657 para a EDP Espírito Santo (R\$140.271 em 31 de dezembro de 2020). Atualmente aguardam decisão de recurso.

EDP São Paulo

• Discussão na esfera judicial sobre créditos de ICMS utilizados pela EDP São Paulo no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante atualizado em 31 de março de 2021 de R\$123.379 (R\$123.163 em 31 de dezembro de 2020). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09 além dos honorários exigidos pela Procuradoria Estadual na fase judicial.

• Discussões administrativas relativas à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de notas fiscais canceladas (2007, 2012 e 2015) e creditamento de ativo imobilizado (2014 a 2019), envolvendo o montante atualizado em 31 de março de 2021 de R\$140.729 (R\$139.426 em 31 de dezembro de 2020). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda o julgamento.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



- Discussão judicial decorrente de execução fiscal ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de CSLL, relativa ao ano-calendário de 2009, que foi compensada com saldo de base negativa de CSLL de exercícios anteriores, acumulada pela empresa cindida AES Eletropaulo, que envolve o montante atualizado em 31 de março de 2021 de R\$39.515 (R\$39.456 em 31 de dezembro de 2020). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda o julgamento.
- Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de março de 2021 de R\$117.885 (R\$197.052 em 31 de dezembro de 2020), referentes às compensações não homologadas de créditos decorrentes de pagamento a maior efetuados em 2001 com relação ao IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE). A redução do valor se deu em razão do êxito obtido em um dos processos administrativos, cancelando a cobrança do débito. A EDP São Paulo apresentou as defesas, tendo obtido êxito em alguns dos processos, que resultou na redução da contingência. Os demais casos aguardam julgamento.
- Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com a Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. O valor atualizado até 31 de março de 2021 é de R\$76.870 (R\$76.798 em 31 de dezembro de 2020). Atualmente o processo aguarda julgamento de Recurso nos Tribunais Superiores.
- Autuações de prefeituras que exigem o pagamento de multa por suposto descumprimento de obrigações acessórias relacionadas à instalação de postes de energia elétrica bem como taxas de fiscalização de obras em logradouros públicos e preço público. O valor da contingência em 31 de março de 2021 é de R\$98.467 (R\$98.275 em 31 de dezembro de 2020). O valor sofreu acréscimo expressivo, devido a novos ingressos. A EDP São Paulo apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.
- Discussões administrativas relativas à não homologação pela Receita Federal, dos créditos decorrentes de saldo negativo de IRPJ e CSLL relativos ao ano-calendário de 2015, envolvendo o montante em 31 de março de 2021 de R\$12.189 (R\$12.145 em 31 de dezembro de 2020). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda o julgamento.
- Discussões administrativas relativas à não homologação pela Receita Federal, dos créditos de PIS e COFINS recolhidos a maior nos períodos de 2015 e 2016, envolvendo o montante em 31 de março de 2021 de R\$16.033 (R\$15.964 em 31 de dezembro de 2020). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda julgamento.

EDP Espírito Santo

- Discussão administrativa relativa ao auto de infração lavrado pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2014 e 2015, incidentes sobre as perdas não técnicas de energia elétrica. O montante do processo atualizado até 31 de março de 2021 é de R\$179.336 (R\$178.709 em 31 de dezembro de 2020). A EDP Espírito Santo apresentou defesa e aguarda julgamento.
- A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a desconsideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a EDP Espírito Santo; e (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de março de 2021 importam em R\$8.606 (R\$8.596 em 31 de dezembro de 2020) e atualmente aguardam decisão administrativa.
- Diversas Prefeituras: A EDP Espírito Santo discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de março de 2021 totalizam o montante de R\$115.930 (R\$112.099 em 31 de dezembro de 2020). Deste montante, destaca-se o valor de R\$93.377 (R\$93.181 em 31 de dezembro de 2020) decorrente da lavratura de 122 autos de infração pelo município de Vitória objetivando a cobrança do ISSQN do período de março de 2011 a fevereiro de 2016. A EDP Espírito Santo apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.
- Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de março de 2021 o valor de R\$110.111 (R\$112.800 em 31 de dezembro de 2020). A redução da contingência se deu em razão do êxito obtido em um dos processos, bem como, da alteração de risco de outro processo, resultando no provisionamento nas contingências prováveis. Os demais casos aguardam julgamento. Adicionalmente, o saldo apresentado em Depósito Judicial em 31 de março de 2021 deve-se, principalmente, ao processo nº 2009.50.01.010131-6, no valor de R\$55.564 (R\$55.334 em 31 de dezembro de 2020), referente a execução Fiscal que visa a cobrança de débitos de COFINS referente aos meses de março a outubro de 2001, que foram compensados com crédito advindo do recolhimento indevido de FINSOCIAL. Após decisão nos autos de Agravo de Instrumento da Fazenda Nacional, foi determinada a liquidação da Carta de Fiança Bancária apresentada nos autos da Execução, resultando no depósito judicial.

EDP Comercializadora

- Discussão administrativa acerca da cobrança de débitos de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, referente aos exercícios de 2004 a 2006, decorrentes da não homologação da compensação com créditos dos mesmos tributos. O valor atualizado desses processos em 31 de março de 2021 é de R\$15.605 (R\$17.816 em 31 de dezembro de 2020). A EDP Comercializadora apresentou as defesas, tendo obtido êxito em alguns dos processos, que resultou na redução da contingência. Os demais casos aguardam julgamento.
- Discussão administrativa decorrente de Auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil, objetivando à cobrança de multa por suposta informação incorreta nas obrigações acessórias (EFD ICMS/IPI e EFD Contribuições) do período de 2016, envolvendo o montante de R\$23.550 em 31 de março de 2021 (R\$23.450 em 31 de dezembro de 2020).

Lajeado

- Discussões nas esferas administrativa e judicial decorrente da autuação da RFB em 2014, que visa a cobrança de IRPJ e CSLL em decorrência da glosa de despesas com ágio gerado na aquisição de participação societária. O valor atualizado até 31 de março de 2021 é de R\$142.682 (R\$142.330 em 31 de março de 2021). Atualmente, aguarda-se o julgamento da cobrança da multa majorada na esfera administrativa e na esfera judicial dos demais valores em cobrança (principal atualizado com acréscimo dos encargos da Procuradoria).
- Auto de infração lavrado pela Receita Federal do Brasil, objetivando à cobrança de multa por supostas informações incorretas nas obrigações acessórias (EFD ICMS/IPI e EFD Contribuições), bem como, a cobrança de PIS e COFINS do período de 2016, visto que a RFB não considerou as peculiaridades do setor de energia para fins de apuração desses impostos. O montante total em 31 de março de 2021 é de R\$24.650 (R\$24.584 em 31 de março de 2021). A Lajeado apresentou defesa e aguarda o julgamento.

Enerpeixe

- Discussões administrativas relativas às compensações de PIS e COFINS não homologadas pela RFB, nos períodos de 2012 a 2015, por suposta falta de crédito em razão das DCTF's retificadoras não terem sido analisadas pela RFB, totalizando em 31 de março de 2021 o valor de R\$147.176 (R\$143.739 em 31 de dezembro de 2020). O acréscimo no valor é devido ao ingresso de novos casos. A Enerpeixe apresentou as defesas e aguarda julgamento.
- Discussão na esfera administrativa de autuação da RFB, que visa a cobrança de IRPJ e CSLL apurados nos períodos de 2014 a 2016 por suposta falta de recolhimento. O valor atualizado até 31 de março de 2021 é de R\$59.216 (R\$58.994 em 31 de dezembro de 2020). A Enerpeixe apresentou defesa administrativa e aguarda julgamento.
- Processo Administrativo nº 10314-726111/2014-73, objetivando a cobrança de IRPJ e CSLL do ano calendário de 2009, em razão das deduções realizadas a título de JSCP da base de apuração. A Enerpeixe obteve decisões favoráveis em primeira e segunda instância administrativa. Atualmente aguarda-se o julgamento do recurso apresentado pela Fazenda Nacional. O valor atualizado em 31 de março de 2021 é de R\$22.817 (R\$22.761 em 31 de dezembro de 2020).
- Execução Fiscal ajuizada pela Fazenda Estadual do Tocantins, objetivando a cobrança de multa por supostas divergências de informações constantes nos registros do período de 2014. O valor atualizado até 31 de março de 2021 é de R\$4.858 (R\$4.838 em 31 de dezembro de 2020). A Enerpeixe apresentou defesa e aguarda julgamento.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Porto do Pecém

Refere-se a discussão judicial decorrente de Execução Fiscal nº 000.153777.2015.405.8100, que envolve o montante atualizado em 31 de março de 2021 de R\$91.985 (R\$91.823 em 31 de dezembro de 2020), ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de débitos de IRPJ e CSLL decorrentes da glosa de exclusões de determinadas receitas financeiras e variações cambiais ativas auferidas nos meses de janeiro, fevereiro e dezembro de 2009. A Porto do Pecém apresentou defesa e aguarda julgamento.

26.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota. Para estas ações, o saldo de depósitos judiciais em 31 de março de 2021 na Controladora é de R\$4.558 (R\$5.567 em 31 de dezembro de 2020) e nas controladas de transmissão, EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Soluções, EDP Comercializadora, EDP GRID, Enerpeixe, Porto do Pecém, Energest e Investco é de R\$54.151 (R\$71.965 em 31 de dezembro de 2020).

26.2 Licenças Ambientais

O montante em 31 de março de 2021 no Circulante e Não circulante de R\$129.694 (R\$121.292 em 31 de dezembro de 2020) refere-se a provisões dos custos necessários para atribuição das licenças prévias, de instalação e de operação das UHEs, PCHs, UTE e LT, relativos às exigências efetuadas pelos órgãos competentes.

Os custos relativos às Licenças ambientais estão associados ao Projeto Básico Ambiental - PBA ou são adicionais a este, onde os principais itens são o reflorestamento de áreas, aquisição e regularização de áreas rurais e urbanas, recomposição e melhoria da infraestrutura viária, elétrica e sanitária e a implantação de unidades de conservação. O saldo desta provisão é reconhecido pela melhor estimativa e atualizado monetariamente com base no IGP-M. As controladas realizaram o ajuste a valor presente sobre o saldo utilizando como desconto as taxas compatíveis com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado.

As licenças prévias e de instalação, obtidas na fase do planejamento e instalação dos empreendimentos, consecutivamente, são reconhecidas como custo da usina, mais especificamente como custo das barragens (usinas hidrelétricas) ou das máquinas e equipamentos (usinas térmicas), conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE da ANEEL, e depreciadas pela vida útil desses imobilizados. Já as licenças de operação, obtidas para a entrada em operação comercial das usinas, são reconhecidas como ativo intangível e serão amortizadas pelo prazo que representa a vigência das licenças.

As controladas de geração, distribuição e transmissão de energia estão sujeitas a abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas contra as mesmas por eventual inobservância da legislação.

Os custos associados a manutenção destas licenças permitem prevenir a ocorrência de impactos socioambientais contribuindo para a gestão dos riscos operacionais e regulamentares, além de permitirem ações socioambientais focadas no desenvolvimento sustentável.

A Companhia está em constante engajamento e responsabilidade com as questões ambientais, buscando excelência e embasamento sólido para o planejamento de suas ações, estando alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), e possui compromisso direto com o objetivo 13, que trata de alterações climáticas, e o objetivo 15, sobre proteção da vida terrestre. Para a gestão do tema, conta com uma Política de Meio Ambiente, em linha com a Norma ISO 14.001, que tem por objetivo englobar um Sistema de Gestão Ambiental, cujas atividades são realizadas pelas áreas locais de meio ambiente das unidades de negócio.

A Companhia e suas controladas desenvolvem projetos que consolidam também seu engajamento nos esforços de restauração e preservação da biodiversidade, sendo eles:

(i) Água e fluentes: Com foco na preservação e uso eficiente de recursos hídricos, a Companhia e suas controladas contam com sistema de captação de água pluvial nos telhados no prédio administrativo da controlada Porto do Pecém, nos Centros de Serviços da Distribuição (CSD), Poá (SP), Carapina (ES), São Mateus (ES), Linhares (ES), Cachoeiro (ES) e na sede da EDP São Paulo em São José dos Campos.

(ii) Resíduos: Além de buscar a diminuição do consumo de materiais, a Companhia e suas controladas segregam, armazenam, tratam e descartam seus resíduos de forma ambientalmente adequada, respeitando os requisitos legais aplicáveis. Na controlada Porto do Pecém, são reaproveitadas as cinzas produzidas na geração de energia, enviadas para processamento na indústria cimenteira, diminuindo o montante de resíduos não perigosos enviados para aterro. As distribuidoras utilizam óleo vegetal nos transformadores de distribuição que são adquiridos e reformados, e possuem contrato de recuperação de transformadores que ajudam na redução do consumo de recursos naturais para a fabricação de novos equipamentos, incentivando a economia circular.

(iii) Biodiversidade: A Companhia e suas controladas estabelecem, em sua política ambiental, os compromissos relativos à biodiversidade e serviços ecossistêmicos e à gestão dos impactos de suas atividades e ao longo de sua cadeia de valor. As principais iniciativas desenvolvidas continuamente envolvem o acompanhamento aéreo e fluvial das represas das usinas, monitoramento de fauna e flora das áreas de usina e das faixas de servidão (linhas e redes) em zona rural da distribuição e transmissão.

(iv) Gestão de emissões: A Companhia possui um plano estratégico focado no tema, com avaliação de riscos e oportunidades, considerando os possíveis efeitos sobre suas operações.

Os desembolsos relacionados ao licenciamento ambiental ocorridos no período foram de R\$36.493 (R\$22.888 em 2020). Deste montante, já haviam sido provisionados e capitalizados nas rubricas de Imobilizado, Intangível e Ativos da concessão o valor de R\$7.374 (R\$18.438 em 2020), relativos a proteção de biodiversidade e da paisagem e gestão e proteção do meio ambiente. Em contrapartida do resultado do período, na rubrica de Serviços de terceiros, foram registrados R\$29.119 (R\$4.450 em 2020), relativos a Programa de Monitoramento de Solos e Águas Subterrâneas em todas as suas instalações e gestão de resíduos.

26.3 Desmantelamento

O montante em 31 de março de 2021 de R\$10.111 (R\$9.925 em 31 de dezembro de 2020), refere-se a controlada Porto do Pecém. O Desmantelamento foi constituído para fazer face à responsabilidade relativa às despesas com a reposição dos locais ocupados pela usina em seu estado original. Esta provisão foi calculada com base no valor atual das respectivas responsabilidades futuras e é registrada em contrapartida do Imobilizado (Nota 19). Anualmente, a provisão está sujeita a uma revisão de acordo com a estimativa das respectivas responsabilidades futuras.

O cálculo do valor da provisão foi efetuado a partir dos custos obtidos com entidades externas idôneas, projetado até o fim da autorização de funcionamento da usina, com atualização pelo IGP-M, e posteriormente calculado o valor presente dessa responsabilidade à taxa de desconto de 9,0% a.a. que representava a taxa de financiamento no momento do reconhecimento.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**27 Patrimônio Líquido****27.1 Capital social**

A Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária - AGOE, realizada em 31 de março de 2020, deliberou aumento de capital social no montante de R\$820.000, mediante capitalização de parte da reserva de retenção de lucros, sem a emissão de novas ações, com a consequente alteração do Artigo 5º do Estatuto Social da Companhia.

O Capital social da Companhia em 31 de dezembro de 2020 é de R\$5.502.716 (R\$5.502.716 em 31 de dezembro de 2019), totalmente subscrito e integralizado, representado por 606.850.394 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, com as principais características, a saber:

- O Capital social está representado exclusivamente por ações ordinárias e cada ação ordinária dará direito a um voto nas deliberações das Assembleias Gerais da Companhia;
- As ações são indivisíveis em relação à Companhia. Quando a ação pertencer a mais de uma pessoa, os direitos a ela conferidos serão exercidos pelo representante do condomínio;
- Fica vedada a emissão de partes beneficiárias pela Companhia;
- A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de 1.000.000.000 novas ações ordinárias independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá, também, estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização;
- A Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações ordinárias e bônus de subscrição dentro do limite do capital autorizado; e
- A critério do Conselho de Administração, poderá ser excluído ou reduzido o direito de preferência nas emissões de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública, nos termos da lei, e dentro do limite do capital autorizado.

As ações ordinárias são classificadas como Capital social e deduzidas de quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações, quando aplicável.

A composição do capital social está demonstrada a seguir:

Acionista	31/03/2021		31/12/2020		Acionista controlador
	Quantidade de ações	% participação	Quantidade de ações	% participação	
EDP International Investments and Services, S.L. (1)	176.860.123	29,14	176.860.123	29,14	Sim
EDP IS - Investimentos e Serviços, Sociedade Unipessoal, Lda (1)	142.584.671	23,50	142.584.671	23,50	Sim
Conselheiros e Diretores	92.613	0,02	92.613	0,02	
Ações em tesouraria (2)	25.146.481	4,14	8.139.746	1,34	
Ações em circulação	262.166.506	43,20	279.173.241	46,00	
Total	606.850.394	100,00	606.850.394	100,00	

(1) Empresa de controle estrangeiro.

(2) As ações em tesouraria não têm direitos patrimoniais.

27.2 Ações em tesouraria

A recompra de ações próprias são classificadas na rubrica de Ações em tesouraria e reconhecidas ao custo de aquisição como dedução no patrimônio líquido. Quando essas ações forem alienadas, seu ganho ou perda na operação serão transferidos para Reservas de Capital.

Em 28 de agosto de 2020 a Companhia divulgou Fato Relevante informando que, nesta data, o Conselho de Administração aprovou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão. O objetivo da recompra é adquirir ações de própria emissão da Companhia para manutenção em tesouraria, com o objetivo de aplicar recursos disponíveis para maximizar a geração de valor para os acionistas, uma vez que, na visão da administração da Companhia, o valor atual de suas ações não reflete o real valor dos seus ativos combinado com a perspectiva de rentabilidade e geração de resultados futuros.

A Administração entende que esta deliberação faz parte do processo contínuo da Companhia em maximizar valor aos seus acionistas e que sua situação financeira atual é compatível com a possível execução do Programa de Recompra nas condições aprovadas, não sendo vislumbrado nenhum impacto ao cumprimento das obrigações assumidas aos credores e demais compromissos. As características do Programa de Recompra de Ações são:

Prazo máximo para a realização das operações	Máximo de ações que poderão ser recompradas dentro do prazo	Recursos disponíveis	Instituições financeiras intermediárias
18 meses após a realização da RCA	24.863.880	Reservas de Lucros ou capital da Companhia, com exceção das reservas descritas no parágrafo primeiro do artigo 7º da Instrução CVM nº 567/15	BTG Pactual CTVM S.A.; Itaú Corretora de Valores S.A.; Santander CCMV S.A.; e Safra Corretora de Valores e Câmbio Ltda.

A variação no período no montante de R\$322.929 é decorrente da aquisição de 17.012.700 ações próprias ao preço médio de R\$18,98.

27.3 Participações de não controladores

O saldo em 31 de março de 2021 de R\$1.158.537 (R\$1.135.193 em 31 de dezembro de 2020) refere-se à participação que outros acionistas detêm sobre as controladas (Nota 15.1).

A participação total dos não controladores no balanço patrimonial em 31 de março de 2021 é composta por: (i) R\$489.883 correspondente à Lajeado; (ii) R\$383.943 correspondente à Investco; (iii) R\$258.392 correspondente à Enerpeixe; e (iv) R\$26.319 correspondente à EDP Transmissão Aliança.

As informações sintéticas de fluxo de caixa das controladas que possuem participação dos não controladores, estão apresentadas a seguir:

	EDP Transmissão Aliança				Total
	Investco	Enerpeixe	Lajeado	EDP Transmissão Aliança	
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	13.519	88.450	24.516	33.365	159.850
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento	(87)	(32)		(98.219)	(98.338)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(106)	95.101	(56)	31.995	126.934
Aumento (Redução) de caixa e equivalentes de caixa	13.326	183.519	24.460	(32.859)	188.446



28

Receitas

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que houve: (i) a identificação dos direitos e obrigações do contrato com o cliente; (ii) a identificação da obrigação de desempenho presente no contrato; (iii) a determinação do preço para cada tipo de transação; (iv) a alocação do preço da transação às obrigações de desempenho estipuladas no contrato; e (v) o cumprimento das obrigações de desempenho do contrato. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

Os serviços prestados para os clientes, em sua grande maioria, possuem as seguintes características: (i) são rotineiros e recorrentes; (ii) possuem o mesmo padrão de transferência; e (iii) são prestados para o cliente ao longo de um determinado período. Desta forma, com relação à satisfação da obrigação de desempenho da Companhia e suas controladas, as mesmas são atendidas, substancialmente, ao longo do tempo.

A Companhia e suas controladas reconhecem sua receita de forma líquida de eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

As receitas da Companhia e suas controladas são mensuradas conforme as obrigações de desempenho identificadas nos contratos com os clientes, sendo os principais critérios de reconhecimento e mensuração, por segmento, apresentados a seguir:

Distribuição

• **Fornecimento - Faturado:** São reconhecidos por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela distribuidora. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas com base na tarifa vigente homologada pelo órgão regulador.

• **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado:** São reconhecidas pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos), sendo o valor justo da contraprestação calculado conforme tarifa de uso do sistema, a qual é definida pelo órgão regulador.

• **Não faturado:** Refere-se a energia fornecida e/ou ao uso do sistema de distribuição que ainda não foram faturados correspondentes ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento das demonstrações financeiras. É estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia distribuída no mês, o índice de perda anualizado e a tarifa vigente.

• **Resultados de ativos financeiros setoriais:** É reconhecido mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL.

• **Suprimento - Faturado:** Refere-se a energia elétrica fornecida para outra concessionária, segundo condições contratuais. O montante da contraprestação é determinado pela quantidade de energia entregue multiplicada pela tarifa vigente estabelecida pelo órgão regulador.

• **Energia de curto prazo:** A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

• **Receita de construção:** O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições aos Ativos da concessão, não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Nota 29).

• **Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 14.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.

• **Arrendamentos e aluguéis:** A receita de arrendamento é medida pelo valor justo da contraprestação a receber e são reconhecidas em bases mensais conforme os contratos de arrendamento.

Geração

• **Suprimento de energia elétrica:** A receita é reconhecida com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento. A controlada poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no Ambiente de Contratação Livre - ACL, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores, sendo o preço da energia estabelecido pelo Órgão Regulador por meio de leilões de energia.

• **Energia de curto prazo:** A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia produzido, após a alocação de energia no MRE, é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo PLD.

Transmissão**Receita de construção da Infraestrutura de construção**

A receita de construção é reconhecida como uma obrigação de desempenho que é atendida pela construção da linha de transmissão e seus ativos associados. O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo contratual conforme os gastos incorridos (método de insumo). A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida aos Ativos da concessão, acrescido de margem na construção e de PIS e COFINS.

As margens da obrigação de performance de construção e melhoria para a formação desta receita é uma estimativa contábil, sendo que em 31 de março de 2021 está entre -23,73% a 47,25% sobre o custo real incorrido de construção no resultado.

A referida margem é estimada pelas transmissoras levando-se em consideração o orçamento de custos de construção projetado e suas possíveis eficiências, considerando o prazo regulatório para entrega da obra. Eventuais receitas decorrentes de antecipação de término da Linha de Transmissão são reconhecidas no resultado do exercício da efetiva antecipação comercial autorizada pela ANEEL.

Conforme o modelo praticado pelas transmissoras, a margem de construção é um componente de criação de valor, representa o valor presente do serviço de construção da infraestrutura da concessão e, juntamente com a margem de O&M e a taxa de remuneração do contrato (taxa implícita), contribui para zerar o valor presente do fluxo de caixa projetado de investimentos e recebimentos de RAP ao longo de todo o prazo da concessão.

Receita de Operação e Manutenção (O&M)

A receita de O&M é reconhecida mensalmente, a partir da data que a Companhia está autorizada a operar comercialmente, como uma obrigação de desempenho que é atendida pela operação e manutenção da linha de transmissão. Esta receita é calculada com base nos montantes de custos previstos para atendimento ao contrato de concessão, acrescidos de margem.

As margens da obrigação de performance de O&M para a formação desta receita é uma estimativa contábil, sendo que em 31 de março de 2021 equivalem a 120% a 218%.

Conforme o modelo de negócios praticado pelas transmissoras, que trabalham com faixa de *mark up* para precificação que deve variar de acordo com a rentabilidade do projeto alcançada no leilão de concessão. Esta faixa é baseada em estudos regulatórios internos de precificação, referências setoriais em operação e manutenção, e experiências anteriores em projetos de transmissão. A receita de O&M é ajustada mensalmente com o resultado da RAP efetivamente permitida para cobrança pelo ONS.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



• Remuneração dos Ativos da concessão

O contrato de concessão possui um componente de financiamento significativo, uma vez que o prazo de recebimento pela construção da infraestrutura é de longo prazo (30 anos). Dessa forma, conforme requerido pelo CPC 47, a remuneração dos ativos da concessão é calculada com base na taxa média de financiamento do projeto no momento da formalização do contrato de concessão com o Poder Concedente sobre o saldo dos Ativos da Concessão.

O Ofício-circular SEP nº 01/2020 orienta que a remuneração contratual deve ser feita pela taxa implícita remanescente do ativo, após a alocação das margens de construção e O&M da concessão. No entanto, ainda conforme a orientação, a taxa deve ficar próxima ao padrão de mercado de financiamento.

A taxa de remuneração dos Ativos da Concessão das transmissoras representam de 11,09% a 13,65% a.a para todo o período de Concessão e é baseada em estudos internos e em seu próprio modelo de negócios. Nesse sentido, conforme o julgamento das transmissoras, a taxa residual deve representar um ponto entre o custo médio ponderado do capital e a taxa de contratação de dívida, ambos valores nominais e antes dos impostos.

As eventuais alterações no custo médio ponderado de capital promovidos pela ANEEL nos processos de Revisão Tarifária, com respectivo impacto na RAP, terão seu efeitos apropriados no resultado do exercício em que a Revisão Tarifária for homologada pelo órgão regulador.

Comercialização

A receita é reconhecida com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE. Os contratos de compromisso futuro, são classificados como Instrumentos Financeiros, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado conforme orientação do CPC 48 - Instrumentos Financeiros (Nota 13).

Serviços

O reconhecimento da receita está diretamente associado à medição da prestação de serviços e de outros custos diretamente alocados, por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. Determinados contratos possuem componente de financiamento significativo, os quais são reconhecidos proporcionalmente ao longo do contrato utilizando a taxa de financiamento que seria refletida em uma transação separada entre as partes.



	Nota	Controladora		Consolidado							
		R\$		Períodos de 3 meses findos em 31 de março				R\$			
		2021	2020	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		2021	2020		
Fornecimento	7.2										
Residencial				3.094.794	3.012.747	1.748.982	1.655.386	634.374	575.171		
Industrial				22.936	24.165	356.927	374.269	97.159	141.926		
Comercial				268.942	260.904	765.951	827.222	247.316	299.982		
Rural				200.621	198.904	249.110	208.974	55.633	49.546		
Poder público				20.920	20.300	130.413	139.689	39.033	51.186		
Iluminação pública				4.094	4.463	163.769	145.189	22.765	28.480		
Serviço público				3.222	3.140	117.564	110.116	29.630	36.729		
Consumo próprio				382	489	3.562	3.192				
				-	-	3.615.911	3.525.112	3.536.278	3.464.037	1.125.910	1.183.020
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado											
Consumidores cativos											
Residencial								663.577	581.151		
Industrial								75.153	95.196		
Comercial								256.376	262.676		
Rural								67.105	49.235		
Poder público								32.436	39.190		
Iluminação pública								23.818	28.551		
Serviço público								20.383	23.317		
Consumidores livres				1.480	1.097	3.055.903	2.711.461	540.933	446.433		
				-	-	1.480	1.097	3.055.903	2.711.461	1.679.781	1.525.749
Não faturado											
Fornecimento	7.3							94.370	6.424		
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição								59.647	18.378		
								-	-	154.017	24.802
Resultados de ativos financeiros setoriais	8										
CVA								69.459	(16.634)		
Itens financeiros - RTE								(14.803)	(17.977)		
Itens financeiros - Outros								2.681	45.867		
PIS/COFINS								39.616	2.619		
								-	-	96.953	13.875
Suprimento - Faturado						2.999.714	3.251.632	595.516	462.113		
Energia de curto prazo						243.900	354.581	145.866	257.600		
Comercialização	28.2							604.751	911.775		
Receita de construção								568.624	355.758		
Remuneração dos Ativos da concessão	17							118.627	88.632		
Atualização do ativo financeiro indenizável	18							73.013	21.776		
Receita de Operação e Manutenção (O&M)								(16.368)	3.897		
Serviços cobráveis								7.776	3.752		
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	28.1							129.126	107.661		
Ressarcimento por indisponibilidade								(7.011)	18.745		
Arrendamentos e aluguéis								39.907	32.644		
Compromissos futuros	13							66.149			
Outras receitas operacionais		744	720					38.074	30.822		
Receita operacional bruta		744	720	3.617.391	3.526.209	9.835.795	9.781.711	5.420.711	5.042.621		
(-) Deduções à receita operacional											
Tributos sobre a receita											
ICMS								(684.631)	(647.300)		
PIS/COFINS		(6)	(9)					(367.069)	(419.505)		
ISS		(3)	(6)					(588)	(420)		
		(9)	(15)	-	-	-	-	(1.052.288)	(1.067.225)		
Encargos do consumidor											
P&D	25							(24.052)	(23.175)		
CDE	25							(305.243)	(311.772)		
RGR	25							(1.087)	(1.110)		
PROINFA - Consumidores Livres								(18.468)	(15.333)		
Bandeiras tarifárias (CCRB)	25								(4.349)		
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	25							(9.065)	(10.469)		
Outros encargos								(4.289)	(3.894)		
								-	-	(362.204)	(370.102)
		(9)	(15)	-	-	-	-	(1.414.492)	(1.437.327)		
Receita		735	705	3.617.391	3.526.209	9.835.795	9.781.711	4.006.219	3.605.294		

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

28.1

Bandeiras tarifárias e Subvenções vinculadas ao serviço concedido

A partir de 1º de janeiro de 2015, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 547 de 16 de abril de 2013, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos da geração de energia elétrica de cada mês, sendo dividido em 4 bandeiras: verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2. A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se as térmicas que deverão ser acionadas.

A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está no patamar normal, não sendo necessário nenhum acréscimo no valor das tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelhas, patamar 1 e 2, sinalizam que o custo da geração de energia está aumentado, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia.

Em 24 de abril de 2018 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392, estabeleceu os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do Sistema Interligado Nacional - SIN. A métrica de acionamento passa a levar em conta a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica (GSF) e o preço da energia elétrica de curto prazo (PLD). A composição dessas duas variáveis, em sistemática de gatilho, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos.

Notas explicativas**Período findo em 31 de março de 2021****(Em milhares de reais, exceto quando indicado)**

Em 21 de maio de 2019 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.551, publicou os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias, com vigência a partir de 1º de junho de 2019. Em outubro do mesmo ano, a Resolução Homologatória aprimorou os valores adicionais das bandeiras, suprimindo o arredondamento de valores que até então era aplicada, alterando de R\$1,50 para R\$1,343 o valor adicional da vigência da bandeira tarifária amarela a cada 100 kWh consumidos, de R\$4,00 para R\$4,169 o valor adicional para a bandeira vermelha patamar 1 para cada 100 kWh consumidos, e de R\$6,00 para R\$6,243 o valor adicional da bandeira tarifária vermelha patamar 2 a cada 100 kWh consumidos.

Desta forma, o saldo relativo às bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, atrelado ao saldo de Subvenções vinculadas ao serviço concedido, geridas pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos.

Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente.

Ordinariamente com atualização anual dos valores adicionais, o Despacho ANEEL nº 1.551 determinou, em 26 de maio de 2020, a manutenção dos valores vigentes no momento devido à declaração de estado de calamidade pública devido à pandemia de COVID-19, com a bandeira verde acionada até 31 de dezembro de 2020 (Nota 4.3.1.8). Em 30 de novembro de 2020 esse Despacho foi revogado por meio do Despacho nº 3.363, aplicando a bandeira vermelha patamar 2 para a competência de dezembro de 2020.

A Consulta Pública nº 11/2020, aberta com o objetivo de obter subsídios para a proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo 2020/2021, foi encerrada devido à decisão que levou à edição do Despacho nº 1.551/20, com indicação da ANEEL de ser retomada em 2021 para discussão do Ciclo 2021/2022.

Nesse sentido, posteriormente a ANEEL abriu a Consulta pública nº 10/2021, de maneira a colher subsídios para a definição dos novos adicionais das bandeiras tarifárias, assim como parâmetros utilizados como cobertura tarifária nos processos de reajustes e revisão da Companhia. Atualmente o tema encontra-se em discussão pela Agência, cuja proposta é alterar de R\$1,343 para R\$0,996 o valor adicional da vigência da bandeira tarifária amarela a cada 100 kWh consumidos, de R\$4,169 para R\$4,599 o valor adicional para a bandeira vermelha patamar 1 para cada 100 kWh consumidos, e de R\$6,243 para R\$7,571 o valor adicional da bandeira tarifária vermelha patamar 2 a cada 100 kWh consumidos.

Adicionalmente, durante os três meses do 1º trimestre de 2021 a bandeira tarifária aplicada foi a amarela.

28.2 Comercialização

A redução deve-se a controlada EDP Comercializadora, impactadas pela redução no preço de mercado de curto prazo - PLD, atrelado pela redução de contratos devido às medidas de isolamento social oriundas da COVID-19 (Nota 4.8).

29 Gastos operacionais

Os gastos operacionais são reconhecidos e mensurados: (i) em conformidade com o regime de competência, apresentados líquidos dos respectivos créditos de PIS e COFINS, quando aplicável; (ii) com base na associação direta da receita; e (iii) quando não resultarem em benefícios econômicos futuros.

Conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76, a Companhia e suas controladas classificam seus gastos operacionais na Demonstração do Resultado por função, ou seja, os gastos são segregados entre custos e despesas conforme sua origem e função desempenhada.

Na segregação entre custos e despesas, são considerados os seguintes critérios: (i) Custos: contemplam os gastos diretamente vinculados à prestação do serviço de energia elétrica vinculados a concessão e também os gastos vinculados à geração de energia, tais como, compra de energia elétrica para revenda, encargos de transmissão, amortização do direito de concessão da infraestrutura, gastos relacionados ao atendimento comercial, operação e manutenção da concessão, e gastos com matéria prima para a produção de energia; e (ii) Despesas operacionais: são os gastos relacionados à administração da Companhia e de suas controladas representando diversas atividades gerais atribuíveis às fases do negócio tais como pessoal administrativo, remuneração da administração, perda estimada com créditos de liquidação duvidosa e provisões judiciais, regulatórias e administrativas.

Segue abaixo o detalhamento dos gastos operacionais, de acordo com a sua natureza, conforme requerido pelo CPC 26 (R1):

	Controladora						
	Períodos de 3 meses findos em 31 de março						
	2021			2020			
	Despesas Operacionais			Despesas Operacionais			
	Nota	Gerais e administrativas	Outras	Total	Gerais e administrativas	Outras	Total
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	29.2	13.202		13.202	8.110		8.110
Material		559		559	295		295
Serviços de terceiros	29.3	7.136		7.136	9.355		9.355
Depreciação - Imobilizado em serviço		669		669	1.041		1.041
Depreciação - Ativos de direito de uso		487		487	678		678
Amortização		2.980		2.980	2.707		2.707
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas			270	270		(159)	(159)
Arrendamentos e aluguéis		569		569	250		250
Outras		2.809		2.809	2.279	(163)	2.116
Total		28.411	270	28.681	24.715	(322)	24.393

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Consolidado								
Períodos de 3 meses findos em 31 de março								
2021								
Nota	Custos			Despesas operacionais				Total
	Com energia elétrica	Da produção	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
Energia elétrica comprada para revenda	29.1	1.663.393						1.663.393
Encargos de uso da rede elétrica		323.017						323.017
Custo da matéria prima consumida			141.562					141.562
Recuperação de custo com GSF - Direito de Concessão	29.4	(23.296)						(23.296)
Compromissos futuros	13	13.426						13.426
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	29.2			87.694	1.264	41.633		130.591
Material				11.374	3.138	957		15.469
Serviços de terceiros	29.3			62.856	612	52.434		115.902
Depreciação - Imobilizado em serviço				70.083		13.291		83.374
Depreciação - Ativos de direito de uso						5.432		5.432
Amortização				64.218		15.633		79.851
PECLD / perdas líquidas						24.931		24.931
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							14.500	14.500
Arrendamentos e aluguéis			(797)		(1)	483		(315)
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							9.884	9.884
Custo com construção da infraestrutura	17			500.771				500.771
Outras		1.782		9.212	33	16.762	(56)	27.733
Total (*)		1.978.322	141.562	304.640	505.817	24.931	146.625	3.126.225

Consolidado								
Períodos de 3 meses findos em 31 de março								
2020								
Nota	Custos			Despesas operacionais				Total
	Com energia elétrica	Da produção	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
Energia elétrica comprada para revenda	29.1	1.908.627						1.908.627
Encargos de uso da rede elétrica		246.890						246.890
Custo da matéria prima consumida			57.574					57.574
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	29.2			83.088	1.082	47.933		132.103
Material				10.081	1.669	2.177		13.927
Serviços de terceiros	29.3			67.983	2.414	47.272		117.669
Depreciação - Imobilizado em serviço				67.688		11.403		79.091
Depreciação - Ativos de direito de uso						6.575		6.575
Amortização				52.221		17.707		69.928
PECLD / perdas líquidas						34.229		34.229
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							9.747	9.747
Arrendamentos e aluguéis			1.378			1.928		3.306
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							28.048	28.048
Custo com construção da infraestrutura	17			329.873				329.873
Outras		1.838		8.556	18	16.708	(2.402)	24.718
Total		2.157.355	57.574	290.995	335.056	34.229	35.393	3.062.305

29.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado			
Períodos de 3 meses findos em 31 de março			
Nota	2021	2020	
Contratos de compra de energia por disponibilidade	29.1.1	218.732	289.798
Contratos de compra de energia por quantidade	29.1.2	157.243	439.220
PROINFA		30.914	25.643
Contratos de compra de energia por cotas		177.245	151.853
Energia de curto prazo		62.082	99.181
Energia de Itaipu Binacional		301.768	285.393
Encargo de Energia de Reserva - EER		1.226	
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	29.1.3	168.937	(545)
Contratos de comercialização de energia	29.1.4	657.786	833.475
Outros		(3.307)	(3.494)
(-) Ressarcimentos CCEE/CONER		(5.856)	(1.648)
(-) Créditos de PIS/COFINS		(153.055)	(210.249)
		1.613.715	1.908.627

29.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

A variação de compra de energia por disponibilidade deve-se a uma conjuntura de sazonalidade no cenário energético, influenciado pelos impactos da pandemia na redução de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), em que principalmente os custos associados aos contratos apresentarem-se inferiores comparado ao mesmo período em análise do ano anterior.

29.1.2 Contratos de compra de energia por quantidade

A variação no período deve-se principalmente a controlada Porto de Pecém motivado pela redução de volume comprado no curto prazo, e substancialmente pelo o valor de PLD médio inferior comparado ao ano anterior.

29.1.3 Encargos de Serviço do Sistema - ESS

O aumento do ESS é deve-se às distribuidoras, ao acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito e importação de energia oriunda da Argentina e Uruguai pelo baixo nível dos reservatórios, elevando assim o custo do ESS para os agentes que possuem consumo atendido pelo SIN.

29.1.4 Contratos de comercialização de energia

A variação no contrato de comercialização de energia é motivado pela redução do montante de energia negociado (em MWh) e preços de mercado (Nota 7.6).

29.2 Pessoal e Administradores

	Controladora		Consolidado	
	Períodos de 3 meses findos em 31 de março			
	2021	2020	2021	2020
Pessoal				
Remuneração	4.895	2.556	58.979	60.793
Encargos	1.797	941	21.296	21.658
Previdência privada - Corrente	266	114	3.429	3.457
Despesas rescisórias	34	212	4.413	3.836
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	1.048	511	10.479	10.030
Outros benefícios - Corrente	1.815	629	22.336	21.232
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial			623	1.011
Outros	9	12	848	802
	<u>9.864</u>	<u>4.975</u>	<u>122.403</u>	<u>122.819</u>
Administradores				
Honorários e encargos	2.690	2.465	6.982	7.772
Benefícios dos administradores	648	670	1.206	1.512
	<u>3.338</u>	<u>3.135</u>	<u>8.188</u>	<u>9.284</u>
	<u>13.202</u>	<u>8.110</u>	<u>130.591</u>	<u>132.103</u>

29.3 Serviços de terceiros

	Controladora		Consolidado	
	Períodos de 3 meses findos em 31 de março			
	2021	2020	2021	2020
Serviços de consultoria	8.676	7.414	16.604	13.577
Serviços comerciais			31.339	30.523
Serviços de manutenção	103	442	25.579	35.752
Serviços de limpeza e vigilância	104	201	7.239	5.743
Serviços de informática	3.080	2.985	21.271	19.300
Serviços de publicação e publicidade	1.472	1.655	4.498	4.800
Serviços de transporte	62	843	1.925	3.873
Serviços Compartilhados	(8.269)	(5.889)	(131)	(1)
(-) Crédito de PIS/COFINS			(3.935)	(7.810)
Outros	1.908	1.704	11.513	11.912
	<u>7.136</u>	<u>9.355</u>	<u>115.902</u>	<u>117.669</u>

29.4 Recuperação de custo com GSF - Direito de Concessão

O valor de R\$23.296 registrado em 31 de março de 2021, somado ao valor de R\$388.859 em 31 de dezembro de 2020, totaliza o valor de R\$412.155, refere-se a recuperação dos custos com GSF auferidos pelas controladas Enerpeixe, Lajeado e Energest, totalizando um incremento estimado de 67 meses, 13,6 meses e 18,1 meses respectivamente nos prazos de suas concessões (Nota 20.1.3.1), com base nos parâmetros regulamentados na Resolução ANEEL nº 895/2020.

30 Resultado financeiro

Nota	Controladora		Consolidado	
	Períodos de 3 meses findos em 31 de março			
	2021	2020	2021	2020
Receitas financeiras				
Juros e variações monetárias				
Renda de aplicações financeiras e cauções	3.566	5.869	13.991	25.873
Energia vendida			55.094	41.074
Depósitos judiciais	44	66	2.028	3.338
Contratos de mútuo	2.479	2.790	3	263
Ativos/ passivos financeiros setoriais	8		1.256	
Juros e multa sobre tributos	9	1.219	6.267	32.410
Remuneração das ações preferenciais	548	531		
Arrendamentos e aluguéis	14.7	499	2	3.260
Outros juros e variações monetárias		1		931
Operações de swap e hedge			38.441	
Variações em moeda estrangeira				14
Ajustes a valor presente	7.4		248	551
(-) Juros capitalizados	17		(31.262)	(8.291)
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(283)	(4.042)	(5.081)
Outras receitas financeiras		764	1.378	676
	<u>7.118</u>	<u>10.513</u>	<u>83.404</u>	<u>95.018</u>
Despesas financeiras				
Encargos de dívida				
Empréstimos e financiamentos	23.2	(498)	(62.411)	(42.913)
Debêntures	22.2	(20.140)	(164.571)	(94.068)
Variações em moeda estrangeira	33.1.2		(29.545)	
Ajustes a valor presente			(1.272)	(1.215)
(-) Juros capitalizados	17		133.343	42.300
Juros e variações monetárias				
Juros e multa sobre tributos	9	(50)	(1.676)	(3.287)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	8		(4.612)	(17.444)
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	26.1.1	(585)	(21.854)	(15.408)
Uso do bem público	30.1		(39.456)	(9.343)
Generation Scaling Factor - GSF	30.1		(52.408)	(8.666)
Benefícios pós-emprego	24.1.1 e 24.2.1		(16.421)	(17.197)
Arrendamentos e aluguéis	14.7	(11)	(3.712)	(2.202)
Energia Livre			(2.693)	(1.292)
Outros juros e variações monetárias			(6.964)	(1.637)
Variações em moeda estrangeira		(4.219)	(11.023)	(19.185)
Ajustes a valor presente			(420)	(171)
(-) Juros capitalizados			784	
Outras despesas financeiras		(212)	(8.475)	(3.961)
	<u>(25.503)</u>	<u>(28.919)</u>	<u>(293.386)</u>	<u>(195.689)</u>
Total	<u>(18.385)</u>	<u>(18.406)</u>	<u>(209.982)</u>	<u>(100.671)</u>

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



30.1 Uso do bem público - UBP e Generation Scaling Factor - GSF

As variações nas rubricas do Uso do bem público - UBP e Generation Scaling Factor - GSF referem-se ao aumento do indexador IGP-M de ambos os itens (Notas 20.1.2 e 20.1.3.1), que passou para 8,05% acumulados no período findo em 31 de março de 2021, enquanto no período findo em 31 de março de 2020 foi de 1,68%.

31 Imposto de renda e contribuição social

Nas controladas EDP Soluções, EDP Varejista, UFV SP V Equipamentos, EDP Transmissão, EDP Transmissão MA II e EDP Transmissão Litoral Sul o imposto de renda e a contribuição social registrados no resultado são calculados conforme sistemática do lucro presumido, cujas bases de cálculo foram apuradas às alíquotas de 8% e 12%, respectivamente, aplicadas sobre o montante da receita bruta segundo a legislação vigente.

Para a Companhia e demais controladas, o imposto de renda corrente é calculado conforme sistemática do lucro real com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente de 15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais e a contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis, por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.

As despesas com Imposto de renda e Contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos, sendo reconhecidos no resultado exceto aqueles que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no Patrimônio líquido.

Nota	Controladora		Consolidado	
	Períodos de 3 meses findos em 31 de março			
	2021	2020	2021	2020
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	495.221	270.481	738.362	441.962
Alíquota	34%	34%	34%	34%
IRPJ e CSLL	(168.375)	(91.964)	(251.044)	(150.268)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva				
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes				
Doações		(398)	(317)	(476)
Resultados de equivalência patrimonial	184.704	106.852	23.239	(121)
Juros sobre o capital próprio				
Outras	(276)	(262)	(717)	(730)
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos	(15.492)	(13.674)	(17.464)	(14.829)
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	31.1		28.895	81
Ajuste lucro presumido			(19.095)	(1.382)
Incentivos fiscais				
SUDAM / SUDENE			21.455	27.004
Outras			1.988	1.446
Despesa de IRPJ e CSLL	561	554	(213.060)	(139.275)
Alíquota efetiva	-0,11%	-0,20%	28,86%	31,51%

31.1 Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores

O montante em 31 de março de 2021 de R\$28.895 refere-se principalmente às transmissoras EDP Transmissão, EDP Transmissão MA II e EDP Transmissão Litoral Sul devido a alteração em seu regime de tributação para o lucro presumido.

32 Resultado por ação

O resultado básico por ação é calculado utilizando o resultado do exercício atribuível aos acionistas da Companhia e a média ponderada das ações ordinárias em circulação no respectivo exercício. O resultado por ação diluído é calculado pelos mesmos indicadores, sendo a média das ações em circulação ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluidor, conforme CPC 41 - Resultado por ação.

A Companhia instituiu Plano de Remuneração Baseado em Ações, plano este que concede outorga futura de ações da Companhia aos seus beneficiários. Assim, para o cálculo do resultado por ação diluído, foram considerados os valores estimados destas outorgas na data de encerramento destas informações contábeis intermediárias.

O cálculo do resultado "básico e diluído" por ação é demonstrado a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	Períodos de 3 meses findos em 31 de março	
	2021	2020
Resultado básico		
Resultado líquido do período atribuível aos acionistas	495.782	271.035
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	594.111	604.806
Resultado básico por ações (reais/ação)	0,83449	0,44814
Resultado diluído		
Resultado líquido do período atribuível aos acionistas	495.782	271.035
Ajuste ao lucro (prejuízo) líquido do período disponível para as ações considerando o potencial incremento das ações ordinárias como resultado dos planos de incentivo e retenção	(2.437)	(1.703)
Resultado líquido do período atribuível aos acionistas ajustado	493.345	269.332
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	594.111	604.806
Potencial incremento nas ações ordinárias em função dos planos de incentivo e retenção a longo prazo	1.085	883
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores ajustado (mil)	595.196	605.689
Resultado diluído por ações (reais/ação)	0,82888	0,44467

* O número de ações ordinárias não contempla as ações em tesouraria.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



33 Instrumentos financeiros e gestão de riscos

A Companhia e suas controladas mantêm operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é feita por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc.), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração.

Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas comparadas às condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia e suas controladas não efetuam aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração.

A administração dos riscos associados a estas operações é realizada por meio da aplicação de políticas e estratégias definidas pela Administração e incluem o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado, previsão de fluxos de caixa futuros e estabelecimento de limites de exposição. Essa política determina também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a confirmação e operacionalização das transações junto às contrapartes, sejam efetuadas com a devida segregação de funções.

33.1 Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros são definidos como qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.

Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Instrumentos financeiros são baixados desde que os direitos contratuais aos fluxos de caixa expirem, ou seja, a certeza do término do direito ou da obrigação de recebimento, da entrega de caixa, ou título patrimonial. Para essa situação a Administração, com base em informações consistentes, efetua registro contábil para liquidação.

A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento, transferência ou quando os títulos expirarem.

33.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

Segue abaixo a classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros:

		Controladora			
		Valor justo		Valor contábil	
Nota	Níveis	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
No reconhecimento inicial ou subsequentemente					
Caixa e equivalentes de caixa	5				
Aplicações financeiras	Nível 2	596.557	895.376	596.557	895.376
		<u>596.557</u>	<u>895.376</u>	<u>596.557</u>	<u>895.376</u>
Custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	5				
Bancos conta movimento	Nível 2	7.221	11.828	7.221	11.828
Titulos a receber	Nível 2	28.105	27.557	28.105	27.557
Empréstimos a receber	11	504.822	502.074	504.822	502.074
Cauções	Nível 2	264	264	264	264
Outros créditos - Partes relacionadas	11	22.600	25.771	22.600	25.771
		<u>563.012</u>	<u>567.494</u>	<u>563.012</u>	<u>567.494</u>
		<u>1.159.569</u>	<u>1.462.870</u>	<u>1.159.569</u>	<u>1.462.870</u>
Passivos Financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
Custo amortizado					
Fornecedores	21	27.543	24.792	27.543	24.792
Debêntures	22	473.442	477.408	457.156	442.530
Empréstimos e financiamentos					
Contratos de mútuo		101.432	100.934	101.432	100.934
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	11	55.195	47.445	55.195	47.445
Arrendamentos e aluguéis	14.7	10.541	1.294	8.554	1.214
		<u>668.153</u>	<u>651.873</u>	<u>649.880</u>	<u>616.915</u>
Consolidado					
		Valor justo		Valor contábil	
Nota	Níveis	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
No reconhecimento inicial ou subsequentemente					
Caixa e equivalentes de caixa	5				
Aplicações financeiras	Nível 2	2.876.151	2.534.557	2.876.151	2.534.557
Ativo financeiro indenizável	18	3.696.115	3.486.960	3.696.115	3.486.960
Titulos e valores mobiliários	6	158.237	153.987	158.237	153.987
Compromissos futuros de comercialização	13	492.102	425.951	492.102	425.951
Obrigatórios					
Outros créditos - Derivativos	Nível 2	3.148	(1.178)	3.148	(1.178)
		<u>7.225.753</u>	<u>6.600.277</u>	<u>7.225.753</u>	<u>6.600.277</u>
Custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa					
Bancos conta movimento	5	97.770	201.302	97.770	201.302
Contas a receber	7	2.727.091	3.041.019	2.727.091	3.041.019
Rendas a receber	Nível 2	2.926	3.429	2.926	3.429
Empréstimos a receber	11	19.855	4.518	19.855	4.518
Cauções	Nível 2	28.537	23.494	28.537	23.494
Titulos e valores mobiliários	6	2.503	1.753	2.503	1.753
Ativos financeiros setoriais	8	510.510	545.484	510.510	545.484
Outros créditos - Partes relacionadas	11	12.018	11.085	12.018	11.085
		<u>3.401.210</u>	<u>3.832.084</u>	<u>3.401.210</u>	<u>3.832.084</u>
		<u>10.626.963</u>	<u>10.432.361</u>	<u>10.626.963</u>	<u>10.432.361</u>

Os impactos dos ganhos e perdas no período findo em 31 de março de 2021 foram os seguintes:

	Consolidado	
	Resultado	Patrimônio Líquido
	2021	31/03/2021
Derivativos com propósito de proteção		
Riscos cambiais	766	2.213
Riscos de taxas de juros e moeda	38.441	
Total	39.207	2.213

33.1.2.1 Contrato de swap - EDP Transmissão SP-MG

Em 23 de dezembro de 2020, a controlada contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial e da taxa de juros CDI do financiamento contratado junto ao Banco Scotiabank (Nota 23).

33.1.2.2 Contratos de swap - EDP Espírito e EDP São Paulo

Em 12 de fevereiro de 2021, as controladas contrataram instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo com a finalidade de proteção cambial e troca de indexador para CDI da 10ª emissão de debêntures da EDP Espírito Santo e da 11ª emissão de debêntures da EDP São Paulo (Nota 22).

33.1.2.3 Non-Deliverable Forward - NDF - Porto do Pecém

Os contratos de NDFs garantem ao seu comprador/vendedor ou titular o direito de pagar/receber uma determinada moeda/ação/índice/mercadoria a um preço pré determinado em uma data de vencimento definida.

A Porto do Pecém contratou em 06 de abril de 2020 operações de derivativos no montante de USD10,3 milhões com o objetivo de mitigar o risco de descamento do *pass-through* entre receita variável e custo de aquisição de estoque de carvão. A receita variável é mensurada, dentre outros fatores pelo CVU, que tem como variáveis de cálculo o valor do carvão em dólar (carvão mineral importado) e a taxa de câmbio USD/BRL.

A estratégia da Companhia foi reduzir a exposição da variável de câmbio, uma vez que, conforme fórmula aplicada pelo regulador, a valorização do real frente ao dólar diminui o valor do CVU e, por consequência, reduz o valor da Receita Variável. Os prazos e montantes foram alinhados com a à previsão de despacho da usina.

A Porto do Pecém contratou em 11 de novembro de 2020 operação de derivativo no montante de USD3,1 milhões com o objetivo de mitigar o risco de variação cambial no pagamento futuro do seguro da Usina que é realizado em moeda estrangeira (USD).

33.1.2.4 Contabilidade de hedge (*hedge accounting*) - EDP GRID

A controlada passou a qualificar em 2020 determinados instrumentos financeiros para a contabilidade de cobertura (*hedge accounting*). Os derivativos de cobertura são registrados ao valor justo e os ganhos ou perdas são reconhecidos de acordo com o modelo da contabilidade de cobertura adotado e, para isso, os seguintes requisitos foram atendidos:

- (i) para a data de início da relação, existe documentação formal da cobertura;
- (ii) existe a expectativa de que a cobertura seja altamente eficaz;
- (iii) a eficácia da cobertura possa ser mensurada de forma confiável;
- (iv) a cobertura é avaliada numa base contínua e efetivamente determinada como sendo altamente efetiva ao longo do período da vida útil da estrutura de *hedge accounting*; e
- (v) em relação a cobertura de uma transação prevista, esta deve ser altamente provável e deve apresentar uma exposição a variações nos fluxos de caixa que poderia, em última análise, afetar o resultado.

• Cobertura de fluxos de caixa

A parte efetiva das variações do valor justo dos derivativos designados e que se qualifiquem como cobertura de fluxos de caixa é reconhecida no Patrimônio líquido – na rubrica Outros resultados abrangentes. Os ganhos ou perdas da parcela inefetiva da relação de cobertura são reconhecidos por contrapartida no resultado do exercício, no momento em que ocorre a inefetividade.

Os valores acumulados no Patrimônio líquido transitam pelo resultado nos exercícios em que o item coberto afeta o resultado, entretanto, quando a transação prevista que se encontra coberta resulta no reconhecimento de um ativo ou passivo não financeiro, os ganhos ou perdas registrados no Patrimônio líquido são reconhecidos, por contrapartida, do custo inicial do ativo ou passivo.

Quando um instrumento de cobertura expira ou é alienado, ou quando a relação de cobertura deixa de cumprir os critérios para a contabilidade de cobertura, qualquer ganho ou perda acumulado registrado em Patrimônio líquido na data mantém-se em Patrimônio líquido até que a transação prevista seja reconhecida em resultado. Quando já não é esperado que a transação ocorra, os ganhos ou perdas acumulados registrados por contrapartida de Patrimônio líquido são reconhecidos imediatamente no resultado.

• Efetividade

Para que uma relação de cobertura seja classificada como tal, deve ser demonstrada a sua efetividade. Assim, a controlada executa testes prospectivos na data de início da relação de cobertura e em cada data de balanço, e retroativamente de modo a demonstrar a sua efetividade e que as alterações no valor justo do item coberto são compensadas por alterações no valor justo do instrumento de cobertura, no que diz respeito ao risco coberto. Qualquer inefetividade apurada é reconhecida no resultado no momento em que ocorre.

33.1.2.4.1 Contratos de hedge *accounting* e NDFs

A controlada EDP utiliza-se de instrumentos financeiros de cobertura do risco de taxa de juros e variação cambial. Os derivativos que não se qualificam como de cobertura são registrados como para negociação.

Em 2020, a controlada adotou metodologia de *hedge accounting*, registrado por meio de seu valor justo com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial nas aquisições de mercadoria em moeda estrangeira. Por se tratar de *hedge accounting* classificado como de fluxo de caixa, as alterações geradas pela variação do MtM (*mark-to-market*), líquido dos juros provisionados, são reconhecidas diretamente no Patrimônio líquido em conta de Ajuste de Avaliação Patrimonial quando considerado efetivo. A diferença entre o valor justo e a taxa fixada é a parcela inefetiva e, por consequência, é reconhecida no resultado.

33.2 Gestão de riscos

Desde 2006 o Grupo EDP – Energias do Brasil desenvolveu processos para monitoramento e avaliação dos riscos corporativos. A partir de 2010, foram criados novos métodos e um novo dicionário de riscos, tendo o mesmo sido consolidado em 2011 como uma Norma de Risco Corporativo, e mantida atualizada desde então.

O Grupo EDP – Energias do Brasil, seguindo as melhores práticas de governança e de alinhamento com o modelo de três linhas de defesa, segregou as funções de *Compliance* e Auditoria Interna em duas diretorias distintas. Adicionalmente, e como forma de reforço do modelo de Gestão do Riscos, foi criada uma Diretoria de Gestão de Riscos e Segurança.

Dessa forma, o Grupo EDP – Energias do Brasil possui uma área de Riscos e Crise, na qual realiza o gerenciamento integrado dos riscos, oportunidades e crises, com o objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria, para que sejam tomadas as providências necessárias.

A Gestão do Risco está definida através de uma Política de Risco do Negócio, pública ao mercado, e as diretrizes da sua metodologia estão publicadas na Norma de Riscos Corporativos. Ainda em linha com as melhores práticas, esse processo está baseado em metodologias reconhecidas, como COSO ERM (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) e Norma ISO 31.000, que fornece diretrizes para gerenciar riscos enfrentados pelas organizações por meio de uma linguagem e abordagem comuns à quaisquer tipos de riscos.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



No Grupo EDP - Energias do Brasil os riscos são priorizados seguindo os parâmetros estratégicos e definidos de forma colegiada através do Comitê de Auditoria, esse representado pelas Diretorias das Unidades Negócios, de forma a garantir a governança do processo e atuar como elo entre a Administração da Companhia e a operação.

O Grupo EDP - Energias do Brasil teve mais uma vez as suas boas práticas reconhecidas ao manter a Certificação da Norma ISO 37.001, que tem por objetivo apoiar as organizações a combater suborno, a partir de uma cultura de integridade, transparência e conformidade com as leis vigentes, com o auxílio de requisitos, políticas, procedimentos e controles adequados para lidar com os respectivos riscos. O resultado desta manutenção reforça que os controles adotados pelo Grupo EDP - Energias do Brasil são adequados e aderentes ao Sistema de Gestão Antissuborno implementado.

33.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros.

As debêntures e os empréstimos e financiamentos captados pela Companhia e suas controladas, apresentados nas notas 22 e 23, possuem regras contratuais para os passivos financeiros, fundamentalmente atrelados a essas exposições. Em 31 de março de 2021, a Companhia e suas controladas possuem risco de mercado associado ao CDI, TJLP, IPCA e variação cambial. Deve-se considerar que a Companhia e suas controladas estão expostas a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações.

Um dos objetivos da Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil é o de proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, de índices de preços e de moedas.

Em relação aos indexadores de dívida CDI, IPCA e TJLP os mesmos refletem direta ou indiretamente aos efeitos inflacionários. Em contrapartida, os índices que corrigem as receitas das controladas também estão relacionados à variação da inflação (IGP-M e IPCA). Desta forma, as variações das dívidas contratadas com os referidos indexadores tendem a estar protegidas pelas variações das receitas.

As controladas EDP Transmissão MG-SP e Porto possuem exposições à variação cambial (Dólar Norte Americano) e juros (CDI) atreladas a dívidas em moeda estrangeira, entretanto, possuem derivativos de *swap* e NDF com o objetivo de *hedge* econômico, para controlar todas as exposições à variação cambial e juros para essas obrigações.

A EDP São Paulo e a EDP Espírito Santo estão expostas ao risco de variação cambial, atrelado ao Dólar Norte Americano, por meio dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, contudo, as alterações de variação cambial são repassadas integralmente ao consumidor na tarifa, por meio do mecanismo da CVA.

Mesmo com a desvalorização do Real frente ao Dólar, a captação e manutenção de empréstimos atrelados ao Dólar são considerados favoráveis, dadas as taxas de juros ofertadas no mercado externo serem inferiores ao mercado interno. Adicionalmente a esse cenário, pondera-se o risco cambial à operações com moedas estrangeiras onde, em uma economia na qual a oscilação das taxas de câmbio é muito agressiva, essa exposição é um fator relevante na análise de viabilidade de uma operação.

A controlada EDP Comercializadora possui risco de mercado atrelado aos contratos de Compromisso Futuro (Nota 13) por seus contratos de compra e venda de energia bilaterais. Estes contratos geraram ganho e perda com o excedente de energia que foi reconhecido pelo seu valor justo. A realização do valor justo, por meio da liquidação física dos contratos de venda e compra de energia foi reconhecido no resultado (Notas 28 e 29). O resultado de contratos de compromisso futuro pode variar substancialmente, uma vez que as marcações desses contratos são efetuados considerando a data-base vigente, mediante a curva *forward*, utilizada para valoração da marcação a mercado de seu portfólio, apresentada pela Dcide, frente o PLD calculado pela CCEE. A Administração da controlada possui como mitigador do risco, Norma de Risco Energético que considera em sua metodologia limites para compra e venda de energia, atrelando às características de liquidez e volatilidade do mercado livre de energia, onde são estabelecidos parâmetros que visam o controle da exposição da carteira de compra e venda de energia da comercializadora, das projeções de preços futuros, da composição do lastro de energia para planos futuros e riscos decorrentes da variação dos preços *spot* de energia.

Com a pandemia da COVID-19 (Nota 4.8) a Administração da Companhia avaliou suas principais exposições tendo concluído que, no período, os riscos encontram-se controlados conforme exposto acima.

33.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a Companhia e suas controladas efetuam a análise de sensibilidade de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

A análise de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia e das controladas em função da variação de cada risco destacado.

No quadro a seguir estão apresentados todos os instrumentos financeiros mencionados na nota 33.1 que estão expostos à indexadores, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente.

Operação	Risco	Saldo da exposição	Controladora							
			Aging cenário provável		Cenário (I)		Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
			Até 1 ano	2 a 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%	
Aplicação financeira - CDB	CDI	595.549	15.516		15.516	3.852	7.693	(3.863)	(7.736)	
Cauções e depósitos vinculados	CDI	264	28	71	99	25	51	(25)	(50)	
Empréstimos a receber - Mútuo	CDI	504.822	(5.595)	42.905	37.310	18.401	37.274	(17.939)	(35.424)	
Instrumentos financeiros ativos	CDI	1.100.635	9.949	42.976	52.925	22.278	45.018	(21.827)	(43.210)	
Empréstimos e financiamentos - Mútuo	CDI	(101.432)	(5.595)	(13.667)	(19.262)	(5.177)	(10.504)	5.030	9.916	
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(101.432)	(5.595)	(13.667)	(19.262)	(5.177)	(10.504)	5.030	9.916	
		999.203	4.354	29.309	33.663	17.101	34.514	(16.797)	(33.294)	
Debêntures	IPCA	(458.242)	(33.468)	(9.113)	(42.581)	(2.588)	(5.210)	2.555	5.076	
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(458.242)	(33.468)	(9.113)	(42.581)	(2.588)	(5.210)	2.555	5.076	
		(458.242)	(33.468)	(9.113)	(42.581)	(2.588)	(5.210)	2.555	5.076	



	Consolidado					
	31/03/2021					31/12/2020
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Passivos Financeiros						
Fornecedores	1.129.999	62.178	633.683			1.825.860
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			53.797	1.786		55.583
Debêntures	435.933	98.375	576.850	4.796.356	689.251	6.596.765
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	373.258	104.137	881.500	1.726.468	351.634	3.436.997
Derivativos			(30.541)			(30.541)
Uso do bem público	3.057	6.069	27.618	168.986	267.463	473.193
Ressarcimento por indisponibilidade			3.993			3.993
Arrendamentos e alugueis	2.618	5.235	24.212	71.776	15.053	118.894
Licenças Ambientais	6.197	62.931	30.719	29.000	847	129.694
Compromisso futuro	52.037	94.992	66.136	133		213.298
Passivos financeiros setoriais			532.196	1.736.634		2.268.830
	2.003.099	433.917	2.800.163	8.531.139	1.324.248	15.092.566
						14.571.781

33.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor elétrico, em especial no Decreto nº 5.163/04, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente e da consequente liquidação ao PLD. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite, sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A estratégia para contratação de energia pelas distribuidoras busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD ou venda de energia por meio do MVE, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeções de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 6 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de março de 2021 estão apresentados na nota 34.1.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço baixo no mercado livre, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, motivados por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobrecontratação.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:

- Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-7, A-6, A-5, A-4, A-3, A-2, A-1, A-0, de fontes alternativas (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), de ajuste e também por meio de participações no MCSD tanto de Energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;
- (i) Diminuição do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs de energia existente por quantidade, com redução anual de até 4% do volume contratado por variações de mercado; (ii) declaração inferior a 96% do montante de reposição em Leilões A-1 (alterado pelo Decreto nº 8.828/16); (iii) redução de contratos de energia existente por quantidade por migração de consumidores convencionais e especiais (Previsto pela Resolução Normativa nº 726/2016) ao Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iv) acordos bilaterais; e (v) participação em MCSD's com declaração de sobre e venda de energia para o ACL por meio do MVE.

Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidrelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGFs. Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e migração de clientes ao ambiente livre. Nomeadamente, a participação do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal, ficaram limitadas. Logo, reduziu o volume de realizações nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.

Além dos contratos CCGFs, que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não prevêem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Em 2016 a Nota Técnica nº109/2016 propunha o aprimoramento da Resolução Normativa nº 693/2015 permitindo criar o MCSD de Energia Nova como um mecanismo adicional para que tanto distribuidoras quanto geradoras pudessem desconstratar energia no mercado regulado. Em 2018 mediante a Resolução Normativa nº 824 de 10 de julho e a Resolução nº 833 de 10 de dezembro do mesmo ano (revogada pela Resolução nº 869 de 28 de janeiro de 2020), foi regulamentado o MVE como instrumento adicional de gestão de sobre de energia para as distribuidoras. Contudo, esta nova normativa também limitou a eficiência do MCSD Energia Nova e dos contratos bilaterais na redução do nível de contratação, permitindo a utilização destes mecanismos apenas com usinas que não estejam em operação comercial.

Com a publicação do Decreto 9.143/17 (Resolução 453 de 2011), passou-se a reconhecer a exposição contratual involuntária das distribuidoras sempre que observada a condição do máximo esforço do agente, em razão de: (i) compra frustrada de energia elétrica em leilões de contratação; (ii) acontecimentos extraordinários e imprevisíveis decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, reconhecidos pela ANEEL; (iii) alterações na distribuição dos CCGFs, na disponibilidade de energia e potência da Itaipu Binacional, do PROINFA e, a partir do ano de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2; e (iv) exercício da opção de compra por consumidores livres e especiais. Contudo, apesar de reconhecida a exposição involuntária, os critérios de cumprimento da condição de máximo esforço do distribuidor estão em fase de discussão na ANEEL no que se refere aos anos de 2016 em diante.

A Resolução Normativa nº 869/20 determina ainda que para atender o critério de máximo esforço será exigida a declaração no MCSD Energia Nova de todos os montantes de exposição involuntária das distribuidoras.

Com o cenário da COVID-19, houve uma redução no mercado de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2020, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada (Nota 4.8.4.2). O Decreto nº 10.350, do dia 18 de maio de 2020, adicionou ao Decreto nº 5.163/2004, em seu Art. 3º § 7º, a redação de que a redução de carga decorrente dos efeitos da referida pandemia, apurada conforme regulação da ANEEL, será considerada como exposição contratual involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



É previsto, portanto, que a ANEEL defina em regulamentação específica a avaliação da sobrecontratação involuntária das empresas, assim como eventuais recomposições adicionais do equilíbrio econômico dos contratos de concessão. De acordo com a Resolução nº 885/2020, em seu Art. 15º § 1º, (60 dias após publicação da Resolução), foi instaurada a consulta pública nº 35 pela Agência Reguladora, cujo encerramento da 3ª fase ocorreu em 1º de fevereiro de 2021, para aprimoramento dos mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro, advindos de fatos geradores decorrentes da pandemia, além de o tratamento da sobrecontratação involuntária e o ressarcimento ao consumidor de custos administrativos, financeiros e tributários da operação de crédito da Conta-covid. A ANEEL ainda não divulgou o resultado da Consulta Pública nº 35 concluída em 01 de fevereiro de 2021.

Não houve sobrecontratação de energia, relativa ao período de três meses findos em 31 de março de 2021 para a EDP Espírito Santo e EDP São Paulo.

33.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*Covenants* normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índice financeiro).

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia e das controladas exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de dívida pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 22 e 23. Até 31 de março de 2021 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 34.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia e suas controladas podem ser exigidas a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

33.2.3 Risco hidrológico

Geração

A energia vendida pelas controladas de geração dependem das condições hidrológicas. Adicionalmente, a receita da venda é vinculada à energia assegurada, cujo volume é determinado pelo órgão regulador e que consta do contrato de concessão. As condições conjunturais do sistema nos últimos anos, com baixas vazões e baixo armazenamento das hidrelétricas, tem provocado uma diminuição significativa da produção de energia com fonte hidráulica e aumentando os custos na aquisição de energia. A mitigação desse risco se dá pelo MRE, que é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos entre as usinas participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN operado pelo ONS. Todavia, em momentos extremos de baixo armazenamento, o MRE expõe as controladas a um rateio com base no PLD, gerando um dispêndio com GSF para os geradores hidrelétricos.

Para reduzir a exposição a este risco, as controladas de geração aderiram à proposta de repactuação do risco hidrológico para o montante de energia contratado no ACR, pela transferência de 92% (válidos para a UHE Luiz Eduardo Magalhães (Investco e Lajeado)) e 94% (válidos para a UHE Mascarenhas (Energest)) deste risco hidrológico remanescente para a CCRBT mediante pagamento de prêmio (Nota 14.3).

Adicionalmente, antecipando o cenário de deterioração do PLD e GSF em decorrência da piora do cenário hidrológico brasileiro, as controladas de geração implementaram algumas iniciativas a fim de reforçar as estratégias de proteção aos impactos causados pelos altos preços de energia no mercado livre, aumentando a parcela de energia descontratada de seu portfólio, além da sazonalização dos contratos de venda.

Distribuição

A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ocasionando, além de um risco de racionamento de energia, um aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoeletricas, gerando maior necessidade de caixa e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão das controladas de distribuição.

Em relação ao risco de racionamento, para o seu monitoramento, as controladas de distribuição utilizam como ferramentas o Subcomitê de Risco Energético que tem como práticas: (i) a avaliação do cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões de atuação, das variáveis macro e microeconômicas, e as especificidades de cada mercado, em um horizonte de cinco anos; (ii) a antecipação de potenciais impactos sobre a geração de energia elétrica, de forma assegurar o suprimento de energia; (iii) minimização dos impactos na receita; e (iv) evitar o desabastecimento das concessionárias.

33.2.4 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está, principalmente, relacionada às rubricas abaixo:

• Contas a receber

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros e esse mecanismo agrega confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais.

Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Desta forma, o atendimento e aceite ao novo consumidor cativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante do contrato de concessão.

Assim, para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor a Companhia ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores. Contudo, as controladas de distribuição realizam abrangentes estudos para determinar a perda estimada para estes ativos.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização do contas a receber de consumidores é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa as controladas realizam diversos métodos de cobrança tais como cobranças administrativas, notificações na fatura de energia e via SMS, protesto junto aos cartórios, restrição de crédito junto às empresas de proteção ao crédito, entre outras. As controladas oferecem diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial, internet, aplicativo, além de realização de feirões para acordos de pagamentos.

Conforme mencionado na nota 4.8.4.1, a Resolução Normativa nº 928/2021 vedou em 26 de março de 2021 a suspensão do fornecimento de energia para determinadas classes de consumo. Entretanto, as controladas de distribuição não identificaram impactos significativos para o período findo em março de 2021 e estão avaliando os possíveis impactos futuros.

Adicionalmente, com vistas a manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a regulamentação da ANEEL prevê o repasse nas tarifas do montante de receitas não arrecadadas, transcorridos o prazo de 5 anos de cobrança, conforme regulamentação vigente por meio do submódulo 2.2 do PRORET.

Em relação às controladas de geração, o risco decorrente da possibilidade das controladas apresentarem perdas advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes é considerado baixo, considerando as garantias contratuais apresentadas no âmbito dos contratos de energia no ACR.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Em relação às controladas de comercialização e serviços, o risco das controladas apresentarem perdas advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes também é considerado baixo. As controladas destes segmentos possuem uma política focada na mitigação do risco de crédito que consiste na identificação de *rating* de crédito junto ao cliente proponente, sendo atribuída uma nota para a saúde financeira da contraparte (separadas em A, B, C, D e E) que leva em consideração, dentre outros aspectos, a análise das demonstrações financeiras da contraparte associada a uma probabilidade de *default*. Para cada *rating* de crédito são estabelecidos prazos máximos de contratos e garantias financeiras, sendo que, quanto pior o *rating* da contraparte, menor serão os prazos de contratos e mais líquidas serão as garantias financeiras. Os créditos de todos estes clientes e a sua exposição aos diversos setores da economia são avaliados periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco. A EDP Comercializadora mantém contratos de compromissos futuros bilaterais de curto e longo prazo. A mitigação de risco de inadimplência é obtida por cláusulas específicas de garantia sempre de acordo com a capacidade financeira de cada contraparte, podendo essa garantia ser corporativa, bancária, seguro garantia ou registro contra pagamento, sendo essa última apenas para contratos de curto prazo.

Em relação a pandemia da COVID-19 (Nota 4.8) as distribuidoras e a EDP Comercializadora têm contratos de energia com clientes livres e cativos, onde, no decorrer de 2020, alguns destes clientes solicitaram melhores condições de pagamento para aliviar o impacto em seus fluxos de caixa e/ou acionaram a cláusula de Caso Fortuito ou Força Maior para suspenderem o pagamento do volume contratado enquanto durar a pandemia e pagar somente a energia efetivamente medida dos contratos. A Administração das controladas procedeu com avaliação jurídica indicando que não há motivo para que esta cláusula seja acionada e, neste sentido, está apresentando propostas de parcelamento aos clientes e/ou tomando medidas judiciais cabíveis. Portanto para o período não houve registro contábil relativo ao risco de crédito.

• Caixa, Equivalentes de caixa, Cauções, Títulos e Valores Mobiliários

A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base nas políticas corporativas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

Estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos.

As decisões sobre aplicações financeiras, também orientada pela mesma política, estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado avaliados por agências especializadas. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* do banco e o montante total das aplicações da Companhia e das controladas, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.

Em se tratando de aplicações financeiras vinculadas à CDB ou lastreadas em debêntures, a Companhia e suas controladas operam apenas com instituições financeiras cuja classificação de risco seja no mínimo A na agência Fitch Ratings (ou equivalente para as agências Moody's ou Standard & Poor's). Segue abaixo os montantes de aplicações financeiras segregadas por classificação de riscos:

Classificação da instituição financeira	Controladora		Consolidado	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
AAA	282.219	610.091	2.323.253	1.995.063
AA	313.330	285.285	551.646	539.237
	595.549	895.376	2.874.899	2.534.300

A Política de Gestão de Riscos também permite a aplicação de recursos em Fundo de Investimento Restrito cuja carteira de ativos é atrelada a Letras Financeiras do Tesouro – LFTs, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de alta liquidez no mercado e de baixíssimo risco (Notas 5.2 e 6).

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia e suas controladas a riscos de crédito significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

• Ativo financeiro indenizável

O saldo refere-se a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente e são decorrentes dos investimentos realizados na infraestrutura da concessionária que não serão recuperados por meio da prestação de serviços outorgados até o final da concessão. O contrato de concessão garante o direito da Companhia à indenização dos ativos de infraestrutura ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em procedimentos de fiscalização da agência.

• Ativos da concessão - Transmissão

As controladas de transmissão mantêm Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, regulando a prestação de seus serviços vinculados aos usuários da rede básica, com cláusula de garantia bancária, que assegura os recebimentos e mitiga o risco de inadimplência.

• Ativos financeiros setoriais

Os ativos financeiros setoriais decorrem das diferenças entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, comparados àqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Anualmente, a ANEEL revisa as tarifas das controladas de distribuição e incorpora tais ativos nas mesmas. Adicionalmente, o contrato de concessão também garante que serão indenizados às controladas de distribuição os saldos remanescentes de eventual insuficiência de ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

• Compromissos Futuros

A controlada EDP Comercializadora mantém contratos de compromissos futuros bilaterais de curto e longo prazo. A mitigação de risco de inadimplência é obtida por cláusula específicas de garantia sempre de acordo com a capacidade financeira de cada contraparte, podendo essa garantia ser corporativa, bancária, seguro garantia ou registro contra pagamento, sendo essa última apenas para contratos de curto prazo.

33.2.5 Riscos regulatórios

As atividades das controladas são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSP-ES, ARSESP, etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, CCEE, ONS, etc.). O Grupo EDP – Energias do Brasil tem o compromisso de estar em conformidade com todos os regulamentos expedidos, sendo assim, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

A mitigação dos riscos regulatórios é realizada por meio do monitoramento dos cenários que envolvem as partes interessadas nos negócios da Companhia. O Grupo EDP – Energias do Brasil atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

33.2.6 Riscos ambientais

As atividades da Companhia pode causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados. Os custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais podem obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas. Contudo, a Companhia assegura o equilíbrio entre os riscos relacionados com as alterações climáticas, impactos sociais, a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, estabelecendo diretrizes e práticas observadas nas operações que reduzem os riscos de impacto ao meio ambiente, mantendo o foco no desenvolvimento sustentável, responsabilidade social e preservação ambiental de seu negócio.

33.2.7 Riscos climáticos

Os riscos relacionados com as alterações climáticas foram caracterizados como Estratégicos sobre a Ótica de Meio Ambiente do Grupo EDP - Energias do Brasil. A esse nível é avaliado a forma como as alterações climáticas afetam os negócios da Companhia e suas controladas, considerando efeitos atmosféricos, aquecimento global, marés, hidrologia, secas ou outros eventos de caráter disruptivo. Esses fatores são discutidos periodicamente pela Administração da Companhia.

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Neste sentido, para mitigação de qualquer impacto financeiro e social, a Companhia possui um Conselho de Sustentabilidade que está diretamente comprometido com as questões de mudanças climáticas no Grupo. Este Conselho é responsável por aprovar as políticas e diretrizes relacionadas à sustentabilidade, responsabilidade social e preservação ambiental.

Em seus planos de atividades, incluem temas como mudança do clima, englobando impactos da precificação de carbono e melhoria da performance na dimensão climática do ISE (Índice de Sustentabilidade Empresarial).

O Grupo EDP - Energias do Brasil participa ativamente no compartilhamento de experiências que contribuem para aumentar e construir conhecimento sobre o setor energético e questões relacionadas às mudanças climáticas.

33.2.8 Risco operacional - Porto do Pecém

A controlada Porto do Pecém apresenta, como risco operacional, a eventual escassez de insumos, dentre eles, de carvão. A UTE Porto do Pecém utiliza o insumo de carvão mineral, sendo a origem usualmente de minas colombianas. Seus contratos de compra de carvão são firmados para o prazo mínimo de um ano, prevendo, além das minas habilitadas da Colômbia, origens de outros lugares do mundo de forma a mitigar possíveis riscos de produção, como greves, eventos climáticos e maiores contingências do minerador.

A gestão do contrato de compra do carvão é realizado de forma a garantir processos de tomada de decisão de compra de carvão ágeis dada as informações sistêmicas e, considerando as projeções futuras de demanda.

Outro insumo que a Porto do Pecém pode ter escassez é de água, devido a ter seu abastecimento de água realizado pela controlada de Gestão dos Recursos Hídrico (COGERH), empresa estatal que administra os reservatórios e sistemas de distribuição de água bruta do Estado do Ceará. Tal abastecimento é realizado por meio de contrato firmado entre as partes, o qual estabelece o fornecimento de água para um volume inferior ou igual ao montante outorgado, (500l/s para Pecém I e 250l/s para Pecém) que é suficiente para atender a demanda requerida pelos processos do complexo termelétrico.

O referido contrato poderá ser sobrescrito, conforme Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997 que trata da Política Nacional de Recursos Hídricos em seu artigo 1º inc. III, a qual estabelece em situações de escassez, o uso prioritário dos recursos hídricos é o consumo humano e a dessedentação de animais. Desta forma, mediante ao cenário hídrico do Estado Ceará que vem sendo impactado por sucessivos períodos de estiagem ocorridos nos últimos 8 anos que reduziram os níveis dos reservatórios, algumas sanções no abastecimento foram impostas como também a implicação de uma sobretaxa em caráter contingencial na tarifa de água cobrada pela concessionária.

Desde então várias ações de mitigação foram tomadas pela Porto do Pecém, visando a redução do consumo de água como também o favorecimento do reuso do efluente gerado pelas unidades geradoras. Tais ações resultaram numa redução de mais de 10% do volume de água consumida pelo complexo e no reaproveitamento de quase 40% do efluente gerado.

Além disso, a controlada faz a gestão de estoques considerando limites mínimos e máximos de segurança de forma que, para quaisquer contingências ou mudanças da demanda futura, sejam absorvidas sem maiores riscos.

33.2.9 Gestão de capital

Os objetivos do Grupo EDP - Energias do Brasil ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade do grupo para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo e manter a liquidez financeira adequada às empresas do Grupo.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital e a liquidez financeira, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas, emitir novas ações, fazer novos financiamentos, refinar as dívidas existentes ou vender ativos.

Em relação à estrutura de capital, a Companhia monitora o índice representado pela "Dívida Líquida Consolidada" dividida pelo "EBITDA Consolidado", cujo limite máximo é de até 3,5 vezes. Em 31 de março de 2021 este índice foi de 1,8 vez.

	Nota	Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020
Total dos empréstimos e debêntures	22 e 23	10.003.221	9.034.892
(-) Caixa e equivalentes de caixa	5	(2.973.921)	(2.735.859)
(-) Títulos e valores mobiliários	6	(158.240)	(153.990)
(-) Cauções vinculadas à dívida		(15.342)	(9.326)
Dívida líquida		6.855.718	6.135.717
Total do Patrimônio Líquido		11.510.807	11.256.273
Total do capital		18.366.525	17.391.990
Índice de alavancagem financeira - %		37,33	35,28

34 Compromissos contratuais e Garantias

34.1 Compromissos contratuais

Em 31 de março de 2021 a Companhia e suas controladas apresentam os compromissos contratuais, não reconhecidos nas informações contábeis intermediárias, apresentados por maturidade de vencimento.

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão, atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP Energias do Brasil.

	Controladora					
	31/03/2021				31/12/2020	
	Abril/2021 a Março/2022	Abril/2022 a Março/2024	Abril/2024 a Março/2026	A partir de 2027	Total	Total
Obrigações de compra						
Materiais e serviços	60.103	35.732	2.423	174	98.432	84.690
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	39.063	17.957	2.025		59.045	69.820
	99.166	53.689	4.448	174	157.477	154.510
	Consolidado				31/12/2020	
	Abril/2021 a Março/2022	Abril/2022 a Março/2024	Abril/2024 a Março/2026	A partir de 2027	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	2.178	1.537	2		3.717	5.154
Obrigações de compra						
Compra de Energia	4.670.804	8.565.012	7.219.471	26.018.948	46.474.235	44.447.460
Encargos de conexão e Transporte de Energia	900.662	1.773.373	1.549.605	1.893.465	6.117.105	6.317.365
Materiais e serviços	1.910.877	1.134.017	259.166	52.756	3.356.816	3.767.808
Prêmio de risco - GSF			1.181	25.377	26.558	26.301
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	769.759	927.580	474.867	537.523	2.709.729	2.366.318
	8.254.280	12.401.519	9.504.292	28.528.069	58.688.160	56.930.406

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de março de 2021, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Controladora				
	31/03/2021				31/12/2020
	Abril/2021 a Março/2022	Abril/2022 a Março/2024	Abril/2024 a Março/2026	A partir de 2027	Total
Obrigações de compra					
Materiais e serviços	58.101	38.527	3.022	279	99.929
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	57.454	22.142	2.887		82.483
	<u>115.555</u>	<u>60.669</u>	<u>5.909</u>	<u>279</u>	<u>182.412</u>
					<u>145.232</u>
	Consolidado				
	31/03/2021				31/12/2020
	Abril/2021 a Março/2022	Abril/2022 a Março/2024	Abril/2024 a Março/2026	A partir de 2027	Total
Responsabilidades com locações operacionais	2.108	1.609	3		3.720
Obrigações de compra					
Compra de Energia	4.670.804	9.730.760	9.422.499	47.934.792	71.758.855
Encargos de conexão e Transporte de Energia	900.650	2.013.739	2.022.631	2.787.902	7.724.922
Materiais e serviços	1.847.084	1.233.785	319.684	82.284	3.482.837
Prêmio de risco - GSF			1.611	53.848	55.459
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	1.137.379	1.946.563	1.650.388	3.850.084	8.584.414
	<u>8.558.025</u>	<u>14.926.456</u>	<u>13.416.816</u>	<u>54.708.910</u>	<u>91.610.207</u>
					<u>80.056.161</u>

34.2 Garantias

Garantias	Tipo de garantia	Limite máximo garantido			
		Controladora		Consolidado	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Seguro de vida	Aval de acionista	360.057	322.714	360.057	322.714
Ações judiciais	(i) Depósito Cauconado, (ii) Fiança Bancária e (iii) Seguro garantia.	241.796	245.602	241.796	245.602
Contrato de Arrendamento				27.555	27.555
Executante construtor	Seguro garantia	225.268	240.491	240.265	234.457
Outros	Seguro garantia	33.254	12.230	110.453	113.467
		<u>860.375</u>	<u>821.037</u>	<u>980.126</u>	<u>943.795</u>

Os valores em garantia de Compra de energia (Nota 21), Debêntures (Nota 22) e Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (Nota 23), estão demonstrados em suas respectivas notas.

35 Informações por segmento

Um segmento de negócio é um componente identificável do Grupo, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos restantes segmentos de negócio. As informações por segmentos operacionais são apresentadas de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é a Diretoria, responsável inclusive pela tomada de decisões estratégicas do Grupo EDP - Energias do Brasil. O Grupo EDP - Energias do Brasil desenvolve um conjunto de atividades no setor energético, com especial ênfase na geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica. Com base no relatório interno, a Diretoria é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos segmentos de negócio identificados.

35.1 Caracterização dos segmentos

Os valores reportados para cada segmento de negócio resultam da agregação das controladas e das unidades de negócio definidas no perímetro de cada segmento, bem como a anulação das transações intra-segmentos. A coluna "Holding" refere-se a Controladora, sendo a origem desse lucro substancialmente relacionado com a avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, conforme requerido pelas práticas contábeis adotadas no Brasil.

A referida coluna "Holding", bem como a coluna "Outros" são apresentadas para fins de consolidação do resultado.

35.1.1 Demonstração do Resultado

	Períodos de 3 meses findos em 31 de março						
	2021						
	Distribuição	Geração	Comercialização	Transmissão	Holding	Outros	Eliminação
Receitas	2.332.777	779.348	898.979	439.670	735	18.469	(463.759)
Custo da produção e do serviço de energia elétrica							
Custo do serviço de energia elétrica	(1.405.171)	(199.904)	(835.243)				461.996
Custo da produção da energia elétrica		(137.417)				(4.985)	840
Custo de operação	(192.249)	(101.892)	(3.920)	(1.206)		(5.373)	
Custo do serviço prestado a terceiros	(224.642)			(276.249)		(5.849)	923
	<u>(1.822.062)</u>	<u>(439.213)</u>	<u>(839.163)</u>	<u>(277.455)</u>	<u>-</u>	<u>(16.207)</u>	<u>463.759</u>
Lucro bruto	510.715	340.135	59.816	162.215	735	2.262	-
Despesas e Receitas operacionais							
Despesas com vendas	(30.157)		5.051			175	
Despesas gerais e administrativas	(66.304)	(26.562)	(3.708)	(5.406)	(28.411)	(4.731)	(11.503)
Outras Despesas e Receitas operacionais	(23.557)	(282)	(57)		(270)	(162)	
	<u>(120.018)</u>	<u>(26.844)</u>	<u>1.286</u>	<u>(5.406)</u>	<u>(28.681)</u>	<u>(4.718)</u>	<u>(11.503)</u>
Resultado das participações societárias		(1.553)	(16.870)		541.552		(454.779)
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos	390.697	311.738	44.232	156.809	513.606	(2.456)	(466.282)
Resultado financeiro							
Receitas financeiras	66.866	10.337	1.973	498	7.118	174	(3.562)
Despesas financeiras	(120.580)	(133.269)	(2.009)	(14.457)	(25.503)	(1.130)	3.562
	<u>(53.714)</u>	<u>(122.932)</u>	<u>(36)</u>	<u>(13.959)</u>	<u>(18.385)</u>	<u>(956)</u>	<u>-</u>
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	336.983	188.806	44.196	142.850	495.221	(3.412)	(466.282)
Tributos sobre o lucro							
Imposto de renda e contribuição social correntes	(88.575)	(47.672)	(2.715)	(558)		(723)	
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(21.447)	(1.387)	(18.020)	(36.646)	561	211	3.911
	<u>(110.022)</u>	<u>(49.059)</u>	<u>(20.735)</u>	<u>(37.204)</u>	<u>561</u>	<u>(512)</u>	<u>3.911</u>
Resultado líquido do período	226.961	139.747	23.461	105.646	495.782	(3.924)	(462.371)
Atribuível aos acionistas controladores	226.961	112.687	23.461	103.186	495.782	(3.924)	(462.371)
Atribuível aos acionistas não controladores		27.060		2.460			29.520



	Períodos de 3 meses findos em 31 de março							Total
	2020							
	Distribuição	Geração	Comercialização	Transmissão	Holding	Outros	Eliminação	
Receitas	1.983.260	815.131	1.173.221	251.791	705	12.549	(631.363)	3.605.294
Custo da produção e do serviço de energia elétrica								
Custo do serviço de energia elétrica	(1.258.190)	(376.785)	(1.152.170)				629.790	(2.157.355)
Custo da produção da energia elétrica		(56.571)				(1.911)	908	(57.574)
Custo de operação	(185.576)	(101.460)	(2.020)	(617)		(1.987)	665	(290.995)
Custo do serviço prestado a terceiros	(167.247)		(7)	(163.363)		(4.439)		(335.056)
	(1.611.013)	(534.816)	(1.154.197)	(163.980)	-	(8.337)	631.363	(2.840.980)
Lucro bruto	372.247	280.315	19.024	87.811	705	4.212	-	764.314
Despesas e Receitas operacionais								
Despesas com vendas	(33.524)		(70)			(635)		(34.229)
Despesas gerais e administrativas	(76.838)	(25.635)	(5.058)	(3.956)	(24.715)	(6.285)	(9.216)	(151.703)
Outras Despesas e Receitas operacionais	(37.787)	(43)	(19)	(40)	322	14	2.160	(35.393)
	(148.149)	(25.678)	(5.147)	(3.996)	(24.393)	(6.906)	(7.056)	(221.325)
Resultado das participações societárias		(11.025)	(388)		312.575		(301.518)	(356)
Resultado antes do Resultado financeiro e tributos	224.098	243.612	13.489	83.815	288.887	(2.694)	(308.574)	542.633
Resultado financeiro								
Receitas financeiras	67.669	15.993	2.804	900	10.513	257	(3.118)	95.018
Despesas financeiras	(95.697)	(63.180)	(1.906)	(6.767)	(28.919)	(2.338)	3.118	(195.689)
	(28.028)	(47.187)	898	(5.867)	(18.406)	(2.081)	-	(100.671)
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	196.070	196.425	14.387	77.948	270.481	(4.775)	(308.574)	441.962
Tributos sobre o lucro								
Imposto de renda e contribuição social correntes	(59.085)	(37.546)	(5.289)	(582)		(623)		(103.125)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(3.775)	(11.151)	31	(25.996)	554	1.006	3.181	(36.150)
	(62.860)	(48.697)	(5.258)	(26.578)	554	383	3.181	(139.275)
Resultado líquido do período	133.210	147.728	9.129	51.370	271.035	(4.392)	(305.393)	302.687
Atribuível aos acionistas controladores	133.210	117.782	9.129	49.664	271.035	(4.392)	(305.393)	271.035
Atribuível aos acionistas não controladores		29.946		1.706				31.652

35.1.2 Balanço Patrimonial

	31/03/2021							
	Distribuição	Geração	Comercialização	Transmissão	Holding	Outros	Eliminações	Total
Ativo circulante	4.092.857	1.678.680	795.563	658.411	1.033.621	71.421	(491.116)	7.839.437
Ativo não circulante	7.879.543	6.857.074	533.453	4.774.621	10.606.075	312.942	(7.800.854)	23.162.854
Passivo circulante	3.110.351	1.740.699	754.553	745.838	767.585	121.411	(491.116)	6.749.321
Passivo não circulante	6.564.135	2.119.898	277.320	3.859.076	519.841	167.377	(765.484)	12.742.163
Patrimônio Líquido e Não controladores	2.297.914	4.675.157	297.143	828.118	10.352.270	95.575	(7.035.370)	11.510.807

	31/12/2020							
	Distribuição	Geração	Comercialização	Transmissão	Holding	Outros	Eliminações	Total
Ativo circulante	3.582.928	1.589.232	800.618	658.444	1.427.839	70.766	(660.748)	7.469.079
Ativo não circulante	7.828.393	6.909.916	806.765	4.395.888	9.996.062	289.966	(7.404.810)	22.822.180
Passivo circulante	4.270.337	2.105.126	776.186	714.124	758.096	124.379	(689.166)	8.059.082
Passivo não circulante	5.070.060	1.853.357	519.523	3.617.736	544.725	138.315	(767.812)	10.975.904
Patrimônio Líquido e Não controladores	2.070.924	4.540.665	311.674	722.472	10.121.080	98.038	(6.608.580)	11.256.273

36 Demonstrações dos Fluxos de Caixa

36.1 Atividades de financiamento

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, seguem abaixo as mudanças ocorridas nos ativos e passivos decorrentes das atividades de financiamento, incluindo os ajustes para conciliar o lucro:

Nota	Controladora					
	Saldo em 31/12/2020	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/03/2021
			Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/baixas	
(Aumento) diminuição de ativos de financiamento						
Títulos a receber e empréstimos a receber	27.557			(549)	1.097	28.105
	27.557	-	-	(549)	1.097	28.105
Aumento (diminuição) de passivos financiamento						
Dividendos	360.362					360.362
Debêntures	22 442.530	(5.514)	10.867		9.273	457.156
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	23 100.934				498	101.432
Ações em tesouraria	27.2 (145.988)	(322.929)				(468.917)
Arrendamentos e aluguéis	14.7 1.214	(511)		11	7.840	8.554
	759.052	(328.954)	10.867	11	17.611	458.587
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)	731.495	(328.954)	10.867	560	16.514	430.482



	Controladora					Saldo em 31/03/2020
	Saldo em 31/12/2019	Efeito caixa	Efeito não caixa		Saldo em 31/03/2020	
			Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente		
(Aumento) diminuição de ativos de financiamento						
Títulos a receber e empréstimos a receber	251.603			(531)	57.719	308.791
	251.603	-	-	(531)	57.719	308.791
Aumento (diminuição) de passivos financiamento						
Dividendos	324.790					324.790
Debêntures	494.537	(8.356)	1.478		10.466	498.125
Ações em tesouraria	(32.155)					(32.155)
Arrendamentos e aluguéis	4.965	(441)	(584)	85	(249)	3.776
Capital social	4.682.716				820.000	5.502.716
	5.474.853	(8.797)	894	85	830.217	6.297.252
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)	5.223.250	(8.797)	894	616	772.498	5.988.461

	Nota	Consolidado						Saldo em 31/03/2021
		Saldo em 31/12/2020	Efeito caixa	Efeito não caixa			Outros	
				Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas		
(Aumento) diminuição de ativos de financiamento								
Cauções vinculados a empréstimos, financiamentos e debêntures		9.326	5.987	29			15.342	
		9.326	5.987	29	-	-	15.342	
Aumento (diminuição) de passivos financiamento								
Dividendos		514.171				2	520.749	
Debêntures	22	5.216.201	1.225.537	99.772		55.255	6.596.765	
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	23	3.818.691	(476.186)	36.764	931	26.256	3.406.456	
Ações em tesouraria	27.2	(145.988)	(322.929)				(468.917)	
Arrendamentos e aluguéis	14.7	70.798	(9.708)		3.710	54.094	118.894	
Acionistas não controladores								
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC		-				3.800	3.800	
AFAC/Redução de capital por não controladores		-	3.800			(3.800)	-	
		9.473.873	420.514	136.536	4.641	135.607	10.177.747	
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)		9.464.547	414.527	136.507	4.641	135.607	10.162.405	

	Saldo em 31/12/2019	Efeito caixa	Efeito não caixa				Saldo em 31/03/2020
			Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas	Outros	
Cauções vinculados a empréstimos, financiamentos e debêntures	133.834	-				133.834	
Títulos a receber e empréstimos a receber	26.186				384	26.570	
	160.020	-	-	-	384	160.404	
Aumento (diminuição) de passivos financiamento							
Dividendos	399.596				(20.819)	382.370	
Debêntures	6.187.721	(294.308)	8.932		85.136	5.987.481	
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.277.117	177.961	3.903	1.214	37.956	2.498.151	
Ações em tesouraria	(32.155)					(32.155)	
Arrendamentos e aluguéis	96.565	(6.918)	(2.999)	1.941	1.473	90.062	
Acionistas não controladores							
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC	10.000					10.000	
Capital social	4.682.716				771.795	5.454.511	
	13.621.560	(123.265)	9.836	3.155	875.541	14.390.420	
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)	13.461.540	(123.265)	9.836	3.155	875.157	14.230.016	

36.2

Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, as transações de investimento e financiamento que não envolveram o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa.

Todas as atividades de investimento e financiamento que não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas em nenhuma rubrica da demonstração do fluxo de caixa, estão demonstradas abaixo:

	Controladora		Consolidado	
	2021	2020	2021	2020
Constituição de dividendos e JSCP a receber	15.560	4.992	15.560	4.992
Constituição de dividendos e JSCP a pagar			6.578	3.593
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures ao, imobilizado, intangível e ativos da concessão			102.865	34.009
Capitalização no Intangível, no Ativo financeiro indenizável e nos Ativos da concessão relativo à contingências			(10.480)	1.293
Provisão para custos com licença ambiental no imobilizado, intangível e ativos da concessão			6.491	4.092
Aumento de capital com integralização de reservas		820.000		820.000
Constituição do direito de concessão - GSF			23.296	
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	7.840	(249)	54.138	1.175
Provisão de fornecedores dos ativos de concessão			70.613	
Total	23.400	824.743	269.061	869.154

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



37 Eventos subsequentes

37.1 Distribuidoras - Despacho ANEEL nº 939 Conta-covid

O Despacho ANEEL nº 939 de 05 de abril de 2021 revoga o Despacho nº 181/21 (Nota 4.8.2) com a finalidade de: (i) homologar os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE Conta-covid, devidas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição, para amortização da operação de crédito contratada pela CCEE na gestão da Conta-covid, nos termos da REN ANEEL nº 885/2020; (ii) o valor de que trata o item (i) considera o custo total estimado das operações de crédito contratadas pela CCEE, incluindo principal, acessórios e despesas operacionais, observadas as condições contratadas e a constituição da Reserva de Liquidez; e (iii) os valores de que trata o item (i) devem ser recolhidos mensalmente à CCEE, diretamente na Conta-covid, a partir do processo tarifário ordinário de 2021, com pagamento até o dia 10 do mês subsequente. Conforme a Nota Técnica nº 55/2021-SGT/ANEEL, o valor total da Cobertura Tarifária Anual é de R\$5,9 bilhões e o valor total do Encargo Mensal é de R\$491 milhões. O valor do recolhimento destinado à EDP São Paulo e EDP Espírito Santo da Cobertura Tarifária Anual é de R\$141.414 e R\$87.916 e o valor do Encargo Mensal é de R\$11.784 e R\$7.326 respectivamente.

37.2 EDP - Energias do Brasil - Encerramento do Programa de Recompra de Ações

Em 09 de abril de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando o encerramento do programa de recompra de ações iniciado em 28 de agosto de 2020, realizado com o objetivo de aplicar recursos disponíveis para maximizar a geração de valor para os acionistas (Nota 27.2). Por meio do programa, a Companhia recomprou R\$24,2 milhões de ações entre os dias 28 de agosto de 2020 e 06 de abril de 2021, equivalentes a 8,10% das ações em circulação. Com esta aquisição a Companhia fica com 26.109.281 ações ordinárias em Tesouraria, equivalentes a 10% das ações em circulação. O preço médio de aquisição foi de R\$ 18,91 por ação.

37.3 EDP - Energias Do Brasil - Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária - AGOE

Foi aprovada em AGOE, realizada em 09 de abril de 2021, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, com distribuição de R\$1.508.017, a ser distribuído da seguinte forma: (i) constituição de Reserva Legal no valor de R\$75.401; (ii) Juros sobre capital próprio no valor total bruto de R\$162.366, imputáveis aos dividendos já contabilizados em 31 de dezembro de 2020; (iii) dividendos no valor de R\$423.216; e (iv) R\$847.034 em Reserva de Retenção de Lucros, com a finalidade de investimentos, conforme orçamento de capital, para o exercício de 2021. Os dividendos serão pagos sem ajuste aos acionistas titulares de ações ordinárias da Companhia após a realização desta Assembleia Geral e serão creditados até 31 de dezembro de 2021.

Adicionalmente à destinação do lucro líquido, também foram deliberados:

(i) Aprovação do orçamento de capital da Companhia para o exercício de 2021;

(ii) Aprovação da remuneração global dos membros do Conselho de Administração e dos seus Comitês de Assessoramento de até R\$10.520, como sendo a remuneração global da Diretoria, para o período de abril de 2021 a março de 2022 cuja distribuição individual será deliberada pelo Conselho de Administração da Companhia; e

(iii) Aprovação da consolidação do Estatuto Social da Companhia de forma a refletir as alterações indicadas nos cargos da diretoria.

37.4 Porto de Pecém - Derivativos

A Porto do Pecém contratou em abril de 2021 instrumentos financeiros derivativos classificados como NDF e Put de carvão, com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial do Dólar frente ao estoque de carvão.

37.5 Enerpeixe - Autorização de pagamento integral antecipado do GSF

Conforme mencionado na nota 21.2, a Lei nº 14.052/20 que estabelece a extensão do prazo de concessão como forma de ressarcimento do risco não hidrológico do GSF, dispõe sobre a desistência das liminares relativas ao GSF vigentes como um pré-requisito para a adesão.

Portanto em 23 de abril de 2021, a controlada Enerpeixe possuía caixa disponível para a quitação dos débitos referentes à liminar na CCEE e, para tanto, recebeu autorização de pagamento antecipado integral pela CCEE, efetuou aporte em conta vinculada da referida Câmara, para débito efetivo do valor de R\$417.897, que ocorrerá no dia 10 de maio de 2021, data da liquidação dos débitos da CCEE da competência março de 2021.

Neste momento não houve a exigência de desistência da ação judicial, que será requerida somente para a assinatura do termo de repactuação.

37.6 Distribuidoras - Resolução Normativa ANEEL nº 932

A Resolução Normativa nº 932 de 27 de abril de 2021 aprova as compensações não pagas tempestivamente aos consumidores conforme Resolução Normativa nº 928/2021 (Nota 4.8.2) devem ser atualizadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, e que o art. 126 da Resolução Normativa nº 414/2010 deve ser alterado de modo que a atualização monetária de débitos dos consumidores também seja feita com base no IPCA para faturas emitidas a partir de 1º de junho de 2021.

37.7 EDP - Energias do Brasil - Conclusão aquisição de Linha de Transmissão no Maranhão

Em 11 de maio de 2021 a Companhia efetivou a aquisição da Mata Grande Transmissora de Energia LTDA ("MGTE") após as vendedoras I.G. Distribuição e Transmissão de Energia S.A. e ESS Energias Renováveis Ltda. terem atendido a todas as condições precedentes estipuladas no contrato de compra e venda firmado em 11 de fevereiro de 2021 (Nota 4.4).

* * *



CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Presidente

João Manuel Veríssimo Marques da Cruz
Vice-Presidente

Vera de Moraes Pinto Pereira Carneiro
Conselheiro

Ana Paula Garrido de Pina Marques
Conselheiro

Modesto Souza Barros Carvalhosa
Conselheiro

Pedro Sampaio Malan
Conselheiro

Francisco Carlos Coutinho Pitella
Conselheiro

Rui Manuel Rodrigues Lopes Teixeira
Conselheiro

Juliana Rozenbaum Munemori
Conselheira

CONSELHO FISCAL

Adir Pereira Keddi
Conselheiro

Arnaldo José Vollet
Conselheiro

João António de Sousa Araújo Ribeiro da Costa
Conselheiro

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

João Manuel Veríssimo Marques da Cruz
Diretor Presidente

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Diretor Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores

João Manuel Brito Martins
Diretor Vice-Presidente de Redes

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Diretor Vice-Presidente de Estratégia e Desenvolvimento de Negócios

Luiz Otávio Assis Henriques
Diretor Vice-Presidente de Geração e Comercialização

Fernanda Nascimento Pires Carsughi
Diretora Vice-Presidente Ambiental, Social e de Governança - ESG

CONTABILIDADE

Leandro Carron Rigamonte
Diretor de Contabilidade e Gestão de Ativos
(Corporativo)

Laercio Gomes Proença Junior
Contador - CRC 1SP216218/O-6

COMENTÁRIO DE DESEMPENHO

As informações a seguir referem-se ao primeiro trimestre do ano de 2021, em comparação ao período homólogo de 2020.

1. EVENTOS RELEVANTES

EDP Integra, pela primeira vez, a Carteira do ICO2

Em 04 de janeiro, a B3 divulgou a nova carteira do Índice Carbono Eficiente ("ICO2"), com vigência de 04/01/2021 a 30/04/2021, que será rebalanceada a cada quatro meses, seguindo as atualizações do IBrX 100. O índice reúne 62 ações de 58 companhias listadas na B3, que juntas representam R\$ 3,3 trilhões em valor de mercado. Até 2019 eram convidadas para participar do processo as companhias integrantes do IBrX 50. A partir de 2020, em um processo de revisão da metodologia, a B3 passou a convidar as companhias do IBrX 100 para composição das carteiras a partir de 2021.

Aquisição de Linha de Transmissão no Maranhão

Em 11 de fevereiro, a EDP comunicou a assinatura de contrato de compra e venda com o consórcio formado pela I.G. Distribuição e Transmissão de Energia S.A e ESS Energias Renováveis LTDA para aquisição de 100% das quotas da Mata Grande Transmissora de Energia LTDA ("MGTE"). A MGTE é composta por uma linha de transmissão de 230 kV com 113 km de extensão no estado do Maranhão. O projeto já possui licença de instalação e deverá entrar em operação com antecipação frente ao cronograma da ANEEL, de setembro de 2022. O investimento total estimado é de R\$ 88,5 milhões e a Receita Anual Permitida ("RAP") é de R\$ 8,4 milhões¹ caracterizando um rácio de 9,4% RAP/CAPEX. A Conclusão da aquisição ocorreu em 11 de maio.

Alteração no Conselho de Administração Executivo da EDP Portugal

Em 19 de janeiro, a Companhia comunicou que sua controladora, EDP Portugal, em Assembléia Geral de Acionistas ("AGA"), elegeu os membros que irão compor o seu Conselho de Administração Executivo ("CAE") para o mandato 2021-2023, sendo: Eng. Miguel Stilwell de Andrade, como Presidente do CAE, Eng. Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas, Eng. Rui Manuel Rodrigues Lopes Teixeira, Dra. Vera Pinto Pereira e Dra. Ana Paula Garrido Pina Marques.

Alteração na Diretoria e Conselho de Administração da Companhia

Em 19 de fevereiro, em Assembléia Geral Extraordinária, foi aprovada a alteração do Conselho de Administração, nomeando Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas para o cargo de Presidente do Conselho de Administração, João Manuel Veríssimo Marques da Cruz, como Vice-Presidente do Conselho de Administração, Sr. Rui Manuel Rodrigues Lopes Teixeira, Vera Pinto Pereira e Ana Paula Garrido Pina Marques para o Conselho de Administração.

Adicionalmente, na mesma Assembléia, João Manuel Veríssimo Marques da Cruz foi eleito para o cargo de CEO da EDP Brasil em substituição de Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas, bem como a eleição de Fernanda Nascimento Pires para o cargo de Vice Presidente de Pessoas e ESG, sendo reconduzidos Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire para o cargo de Vice Presidente de Finanças e Relações com Investidores, Luiz Otávio Henriques para o cargo de Vice Presidente de Geração Transmissão e Trading, Carlos Emanuel Andrade para o cargo de Vice Presidente de Clientes e João Brito Martins para o cargo de Vice Presidente de Distribuição.

Aquisição de Portfólio de Geração Distribuída da AES Tietê Energia S.A.

Em 25 de fevereiro, a Companhia, através de sua controlada EDP Grid Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A., assinou um contrato de compra e venda com a AES Tietê Energia S.A. para aquisição de 100% do capital social da AES Inova Soluções de Energia Ltda., plataforma de investimentos em geração solar distribuída.

Conclusão do Investimento na Blue Sol Participações S.A.

Em 05 de março, a Companhia concluiu o Acordo de Investimentos para aquisição de até 40% do capital votante da Blue Sol Participações S.A., através de sua controlada EDP Ventures Brasil S.A..

Entrada em Operação Comercial Parcial da EDP Transmissão MA I S.A. (Lote 07)

Em 23 de março, a Companhia concluiu as etapas necessárias para a energização e integração ao Sistema Interligado Nacional ("SIN") de um dos dois trechos da EDP Transmissão MA I. A entrada em operação inicial foi antecipada em 17 meses frente ao calendário da ANEEL, resultando em uma Receita Anual Permitida ("RAP") Parcial de R\$ 44,0 milhões, representando 59% da receita total.

Encerramento do Programa de Recompra de Ações

Em 06 de abril, a Companhia finalizou o programa de recompra de ações, que teve início em 28 de agosto de 2020. Após a conclusão do programa, a Companhia passou a deter 26,1 milhões de ações em tesouraria.

Liberações e Captações de Recursos Financeiros

Até o presente momento foram captados os seguintes recursos:

¹ Ciclo de 2020-2021

Empresa	Fonte	Data da Liberação	Valor (R\$ Mil)
EDP Espírito Santo	MUFG	jan-21	300.000
	Debêntures - 10ª Emissão	fev-21	500.000
EDP São Paulo	Debêntures - 11ª Emissão	fev-21	700.000
EDP Transmissão MA I	BNB - 3ª Liberação	jan-21	15.237
	BNB - 4ª Liberação	mar-21	16.376
	BNB - 3ª Liberação	jan-21	14.919
	BNB - 4ª Liberação	mar-21	16.034
Enerpeixe	Debêntures - 4ª Emissão	mar-21	275.000
Total até 31 de Março			1.837.566
EDP Grid	Scotia Bank - 4131	abr-21	100.000
EDP Comercializadora	MUFG - 4131	abr-21	200.000
Total até 30 de Abril			2.137.566

As informações a seguir referem-se ao primeiro trimestre de 2021, em comparação ao período homólogo de 2020.

2. CONSOLIDADO

2.1 Resultado Consolidado

Ítems em R\$ mil ou %	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comerc. + Var.	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações	Consolidado ³
	1T21	1T21	1T21	1T21	1T21	1T21	1T21	1T21	1T21
Receita Líquida¹	390.079	389.269	2.108.255	898.979	102.066	735	18.469	(463.759)	3.444.093
Receita de Construção	-	-	224.522	-	276.249	-	-	-	500.771
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	61.355	-	-	-	61.355
Gastos Não-Gerenciáveis	(110.340)	(226.981)	(1.405.171)	(835.243)	-	-	(4.985)	462.836	(2.119.884)
Margem Bruta	279.739	162.288	703.084	63.736	163.421	735	13.484	(923)	1.385.564
Gastos Gerenciáveis	(52.724)	(76.012)	(536.909)	(2.634)	(282.861)	(28.681)	(15.940)	(10.580)	(1.006.341)
PMSO	(17.491)	(28.798)	(235.073)	(2.112)	(6.414)	(24.545)	(13.519)	923	(327.029)
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	-	138	(10.022)	-	-	-	-	-	(9.884)
Ganho na Alienação de Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	262.248	133.628	457.989	61.624	157.007	(23.810)	(35)	-	1.048.651
Depreciação e Amortização	(35.233)	(47.352)	(67.292)	(522)	(198)	(4.136)	(2.421)	(11.503)	(168.657)
Resultado das Participações Societárias	(1.553)	-	-	(16.870)	-	541.552	-	(454.779)	68.350
Resultado Financeiro Líquido	(98.852)	(24.080)	(53.714)	(36)	(13.959)	(18.385)	(956)	-	(209.982)
IR e Contribuição Social	(36.787)	(12.272)	(110.022)	(20.735)	(37.204)	561	(512)	3.911	(213.060)
Lucro Líquido Antes de Minoritários	89.823	49.924	226.961	23.461	105.646	495.782	(3.924)	(462.371)	525.302
Lucro Líquido do Exercício	62.763	49.924	226.961	23.461	103.186	495.782	(3.924)	(462.371)	495.782

Ítems em R\$ mil ou %	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comerc. + Var.	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações	Consolidado ³
	1T20	1T20	1T20	1T20	1T20	1T20	1T20	1T20	1T20
Receita Líquida¹	316.790	498.341	1.816.093	1.173.221	92.742	705	12.549	(631.363)	3.279.078
Receita de Construção	-	-	167.167	-	162.706	-	-	-	329.873
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	(3.657)	-	-	-	(3.657)
Gastos Não-Gerenciáveis	(129.931)	(303.425)	(1.258.190)	(1.152.170)	-	-	(1.911)	630.698	(2.214.929)
Margem Bruta	186.859	194.916	557.903	21.051	89.085	705	10.638	(665)	1.060.492
Gastos Gerenciáveis	(49.139)	(77.999)	(500.972)	(7.174)	(167.976)	(24.393)	(13.332)	(6.391)	(847.376)
PMSO	(16.719)	(29.888)	(245.913)	(6.685)	(5.221)	(19.967)	(12.293)	2.825	(333.861)
Ganhos/Perdas na Desativação/Alienação de Bens	-	54	(28.116)	-	-	-	14	-	(28.048)
Ganho na Alienação de Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	170.140	165.082	283.874	14.366	83.864	(19.262)	(1.641)	2.160	698.583
Depreciação e Amortização	(32.420)	(48.165)	(59.776)	(489)	(49)	(4.426)	(1.053)	(9.216)	(155.594)
Resultado das Participações Societárias	(11.025)	-	-	(388)	-	312.575	-	(301.518)	(356)
Resultado Financeiro Líquido	(27.592)	(19.595)	(28.028)	898	(5.867)	(18.406)	(2.081)	-	(100.671)
IR e Contribuição Social	(30.943)	(17.754)	(62.860)	(5.258)	(26.578)	554	383	3.181	(139.275)
Lucro Líquido Antes de Minoritários	68.160	79.568	133.210	9.129	51.370	271.035	(4.392)	(305.393)	302.687
Lucro Líquido do Exercício	38.214	79.568	133.210	9.129	49.664	271.035	(4.392)	(305.393)	271.035

	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comerc. + Var.	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações	Consolidado ³
	Var	Var	Var	Var	Var	Var	Var	Var	Var
Receita Líquida¹	23,1%	-21,9%	16,1%	-23,4%	10,1%	4,3%	47,2%	-26,5%	5,0%
Receita de Construção	n.d.	n.d.	34,3%	n.d.	69,8%	n.d.	n.d.	n.d.	51,8%
Margem Construção Transmissoras	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gastos Não-Gerenciáveis	-15,1%	-25,2%	11,7%	-27,5%	n.d.	n.d.	160,9%	-26,6%	-4,3%
Margem Bruta	49,7%	-16,7%	26,0%	202,8%	83,4%	4,3%	26,8%	38,8%	30,7%
Gastos Gerenciáveis	7,3%	-2,5%	7,2%	-63,3%	68,4%	17,6%	19,6%	65,5%	18,8%
PMSO	4,6%	-3,6%	-4,4%	-68,4%	22,9%	22,9%	10,0%	-67,3%	-2,0%
Ganhos/Perdas na Desativação/Alienação de Bens	n.d.	155,6%	-64,4%	n.d.	n.d.	n.d.	-100,0%	n.d.	-64,8%
Ganho na Alienação de Investimento	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
EBITDA	54,1%	-19,1%	61,3%	329,0%	87,2%	23,6%	-97,9%	-100,0%	50,1%
Depreciação e Amortização	8,7%	-1,7%	12,6%	6,7%	304,1%	-6,6%	129,9%	24,8%	8,4%
Resultado das Participações Societárias	-85,9%	n.d.	n.d.	4247,9%	n.d.	73,3%	n.d.	50,8%	n.d.
Resultado Financeiro Líquido	258,3%	22,9%	91,6%	n.d.	137,9%	-0,1%	-54,1%	n.d.	108,6%
IR e Contribuição Social	18,9%	-30,9%	75,0%	294,4%	40,0%	1,3%	n.d.	22,9%	53,0%
Lucro Líquido Antes de Minoritários	31,8%	-37,3%	70,4%	157,0%	105,7%	82,9%	-10,7%	51,4%	73,5%
Lucro Líquido do Exercício	64,2%	-37,3%	70,4%	157,0%	107,8%	82,9%	-10,7%	51,4%	82,9%

¹ Não considera receita de construção. ² Considera Serviços e Ventures. ³ Considera eliminação intragrupo.

2.1.1 MARGEM BRUTA

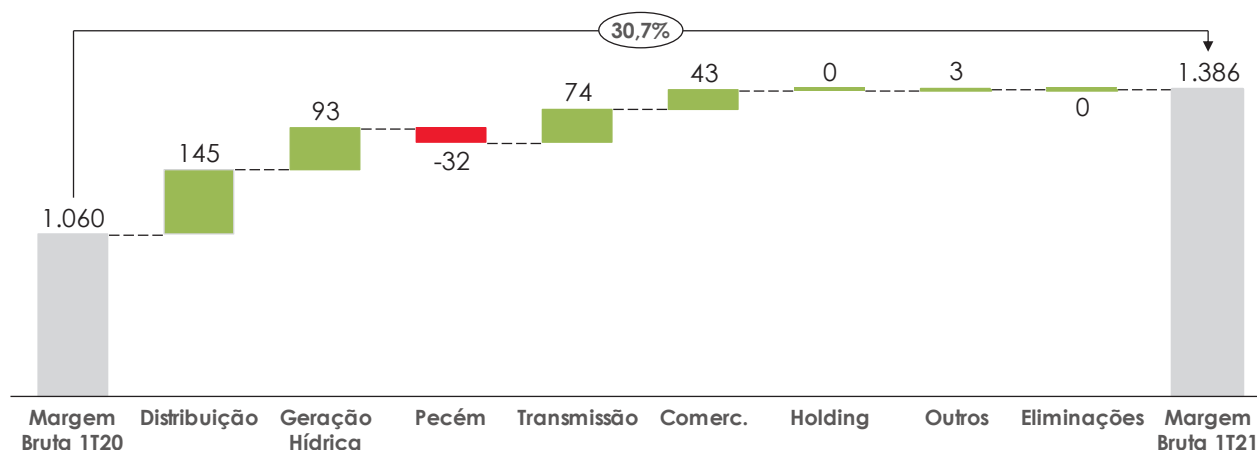
Itens em R\$ Mil ou %	Consolidado		
	1T21	1T20	Var
Receita Operacional Líquida	3.505.448	3.275.421	7,0%
Gastos Não Gerenciáveis	(2.119.884)	(2.214.929)	-4,3%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.613.715)	(1.908.627)	-15,5%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(323.017)	(246.890)	30,8%
Outros	(183.152)	(59.412)	208,3%
Margem Bruta	1.385.564	1.060.492	30,7%

Nota: Margem Bruta desconsidera Receita de Construção.

A Margem Bruta aumentou 30,7%, decorrente de:

- Distribuição:** aumento de R\$ 145,2 milhões, decorrente principalmente de: (i) maior reconhecimento do valor novo de reposição (VNR), resultante do reajuste anual pelo indexador IPCA (+R\$ 51,2 milhões; (ii) efeito tarifa, principalmente na EDP SP, devido ao reajuste tarifário ocorrido em outubro; (iii) efeito positivo do Mecanismo de Venda de Excedente (MVE) decorrente da liquidação de energia para redução de sobrecontratação; e (iv) crescimento de mercado de energia distribuída;
- Hídrica:** aumento de R\$ 93,0 milhões, decorrente do complemento da repactuação do risco hidrológico no ACL que possibilitou a contabilização de R\$ 23,3 milhões, conforme Resolução ANEEL nº 895/2020, além da estratégia de sazonalização realizada pela Companhia, com maior alocação de energia no primeiro trimestre, em relação ao mesmo período do ano anterior;
- Transmissão:** aumento de R\$ 74,3 milhões, decorrente dos efeitos de atualização dos ativos de concessão, refletindo as normas estabelecidas pelo IFRS; e
- Comercializadora:** aumento de R\$ 42,7 milhões, decorrente de operações de longo prazo contabilizadas através da marcação a mercado que considera um horizonte de 4 anos e tem como referência os preços de energia de acordo com o Decid.

Formação da Margem Bruta 1T21 (R\$ milhões)



Nota: A Margem Bruta da Transmissão refere-se a Receita com a Remuneração do Ativo de Concessão.

2.1.2 GASTOS GERENCIÁVEIS

A Companhia iniciou a metodologia de Orçamento Base Zero ("OBZ") em 2015 e desde então, o programa já passou por 5 ciclos: (i) eficiência transversal; (ii) foco na distribuição (iii) criação do centro de serviços compartilhados; (iv) foco no centro corporativo; e (v) OBZ digital com iniciativas de digitalização e eficiência. Esses ciclos, focados em uma trajetória eficiente de controle e gerenciamento de gastos, além da automatização dos processos operacionais, resultaram em 207 processos robotizados, com mais de 200 iniciativas de eficiência, possibilitando a captura de mais de R\$ 300 milhões.

O primeiro trimestre foi marcado pela continuidade dos efeitos da pandemia e de seus consequentes desafios atrelados a priorização de gastos, concluindo o período com PMSO recorrente de R\$ 273,6 milhões, redução de 0,8%, abaixo da inflação (IPCA: 6,1% e IGP-M: 31,6%) dos últimos 12 meses. A Companhia reforçou seu compromisso de gastos abaixo da inflação, através das medidas de eficiência e melhoria na gestão, reforçado pelo plano estratégico de 2021-2025.

	1T21	1T20	Var
PMSO	(287.598)	(289.885)	-0,8%
Contabilização do IFRS 16 (aluguéis)	(7.891)	(5.384)	46,6%
Novos Negócios ¹	17.090	14.688	16,4%
Crédito de PIS/COFINS	-	(7.569)	n.d.
Manutenções Pecém	-	9.039	n.d.
Custos com Receita Associada	4.765	3.384	40,8%
PMSO recorrente	(273.634)	(275.728)	-0,8%

¹ Transmissão, EDP Varejista, EDP Ventures, EDP GRID e Soluções.

Itens em R\$ Mil ou %	Consolidado		
	1T21	1T20	Var
Pessoal	(130.591)	(132.103)	-1,1%
Material	(15.469)	(13.927)	11,1%
Serviços de Terceiros	(115.902)	(117.669)	-1,5%
Provisões	(39.431)	(43.976)	-10,3%
Outros	(25.636)	(26.186)	-2,1%
Total PMSO com Provisões	(327.029)	(333.861)	-2,0%
Total PMSO (excluindo Provisões)	(287.598)	(289.885)	-0,8%
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	(9.884)	(28.048)	-64,8%
Custo com Construção da Infraestrutura	(500.771)	(329.873)	51,8%
Depreciação e Amortização	(168.657)	(155.594)	8,4%
Gastos Gerenciáveis	(1.006.341)	(847.376)	18,8%

Os principais itens que influenciaram na redução de PMSO foram:

- (i) Pessoal – redução de 1,1% (-R\$ 1,5 milhão), reflexo do efeito ocorrido em 2020 quando houve despesas adicionais com funcionários decorrente da mudança da sede da EDP SP, além da redução das despesas com horas extras e transportes em função das atividades de homeoffice. Essa redução foi parcialmente mitigada pelo aumento no quadro de colaboradores dos novos segmentos de negócios;
- (ii) Material – aumento de 11,1% (+R\$ 1,5 milhão), resultante da contabilização em 2020 de créditos de PIS/COFINS em Pecém, minimizados pela compra de equipamentos de segurança, atrelados a pandemia, efeito esse ocorrido também em 2020;
- (iii) Serviços de Terceiros – redução de 1,5% (-R\$ 1,8 milhão), reflexo da manutenção, ocorrido em 2020, das unidades geradoras de Pecém, parcialmente mitigado pelos maiores gastos com as medidas de combate às perdas nas distribuidoras; e
- (iv) Outros – redução de 2,1% (-R\$ 0,6 milhão), reflexo de menores despesas com marketing e consultorias.

A conta de **Provisões** reduziu 10,3%, principalmente na rubrica de PECLD, detalhado no capítulo de distribuição e de comercialização.

A conta de **Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens**, apresentou redução de 64,8%, decorrente da maior ocorrência de atividades de recomposição de redes nas distribuidoras contabilizado no 1T20.

A conta de **Depreciação e Amortização** aumentou 8,4%, devido a maior unificação nas distribuidoras e novos projetos, além do impacto da recapitulação do GSF no ACL nas usinas hídricas.

2.1.3. RESULTADO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

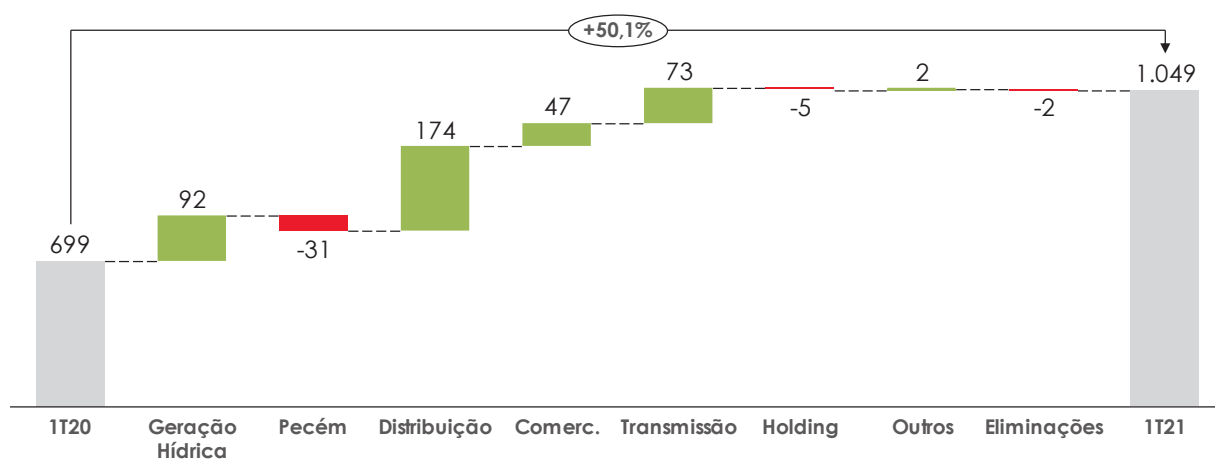
Itens em R\$ Mil ou %	1T21	1T20	Var
Santo Antônio do Jari (50%) ¹	7.093	3.534	100,7%
Cachoeira Caldeirão (50%) ¹	(3.648)	(3.727)	-2,1%
São Manoel (33,33%) ¹	(4.998)	(10.831)	-53,9%
Celesc (29,90%) ¹	69.851	16.563	321,7%
Outros ²	52	(5.895)	n.d.
Resultado das Participações Societárias	68.350	(356)	n.d.

¹ Considera participação dos ativos e no caso Celesc a equivalência patrimonial utiliza as demonstrações financeiras com defasagem de um trimestre em relação à data apresentada das demonstrações financeiras da Companhia que antecede ao calendário de divulgação da coligada; ² Considera equivalência de Pecém TM, Pecém OM e Mabe.

O valor superior no caso de Celesc, comparado ao ano anterior, reflete a apropriação do resultado do quarto trimestre de 2020, impulsionado pelos efeitos de reajuste tarifário ocorrido em agosto de 2020, além da redução de OPEX, conforme release de resultados da coligada.

2.1.4 EBITDA

Formação do EBITDA 1T21 (R\$ milhões)



Nota: A contabilização do resultado do segmento de Transmissão está de acordo com o ICPC 01,IFRIC12

O EBITDA foi de R\$ 1,0 bilhão, aumento de 50,1%, conforme efeitos mencionados nas unidades de negócio acima.

Itens em R\$ Mil ou %	1T21	1T20	Var
EBITDA	1.048.651	698.583	50,1%
Atualização do ativo financeiro indenizável - VNR	(73.013)	(21.776)	235,3%
EBITDA Transmissão (IFRS)	(157.007)	(83.864)	87,2%
EBITDA Reg. Transmissão- em operação	12.137	8.375	44,9%
Prêmio de risco GSF - Extensão da concessão	(23.296)	-	n.d.
EBITDA Ajustado	807.472	601.318	34,3%
Resultado das Participações Societárias	68.350	(356)	n.d.
EBITDA conforme "Instrução CVM 527"	1.117.001	698.227	60,0%

O EBITDA ajustado, pelos efeitos não recorrentes e não caixa, foi de R\$ 807,5 milhões, aumento de 34,3%. Conforme instrução CVM 527, o EBITDA ajustado pelo resultado das participações societárias foi de R\$ 1,1 bilhão, aumento de 60,0%.

2.1.5. RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro (R\$ mil)	Consolidado		
	1T21	1T20	Var
Receita Financeira	83.404	95.018	-12,2%
Juros e variações monetárias	78.638	107.149	-26,6%
Operações de swap e hedge	38.441	-	n.d.
Variações em moeda estrangeira	-	14	n.d.
Ajustes a Valor Presente	248	551	-55,0%
(-) Juros capitalizados	(31.262)	(8.291)	277,1%
(-) Tributos sobre Receitas Financeiras	(4.042)	(5.081)	-20,4%
Outras Receitas Financeiras	1.381	676	104,3%
Despesa Financeira	(293.386)	(195.689)	49,9%
Encargos de Dívidas	(124.456)	(95.896)	29,8%
Juros e variações monetárias	(149.796)	(76.476)	95,9%
Variações em moeda estrangeira	(11.023)	(19.185)	n.d.
Ajustes a Valor Presente	(420)	(171)	145,6%
(-) Juros capitalizados	784	-	n.d.
Outras Despesas Financeiras	(8.475)	(3.961)	114,0%
Total	(209.982)	(100.671)	108,6%

A Receita Financeira reduziu 12,2%, em decorrência de:

- (i) Redução na rubrica de juros e variações monetárias, resultante de: (i) menor saldo de renda com aplicações financeiras, decorrente da queda nas taxas de remuneração das aplicações, em especial o CDI; (ii) menor saldo contabilizado na rubrica de Juros e Multa sobre tributos, referente a atualização monetária do saldo de ICMS na base de cálculo do PIS/COFINS. Estes efeitos foram minimizados pelo aumento na conta de energia vendida, referente a juros e multa por atraso nos pagamentos das contas das distribuidoras pelos consumidores; e
- (ii) Aumento na conta de swap e hedge decorrente do efeito de variação cambial relacionado ao *funding* das linhas de transmissão, principalmente do lote 18 e como contrapartida efeito na capitalização de juros, considerando os lotes de construção.

A Despesa Financeira aumentou 49,9%, em decorrência de:

- (i) Aumento dos encargos de dívidas, reflexo do aumento na rubrica dos encargos de dívidas, principalmente devido ao aumento de IPCA, e do saldo de dívida. Adicionalmente, aumento dos juros capitalizados, reflexo da capitalização da renda de aplicações financeiras obtidas com o *funding* das linhas de transmissão; e
- (ii) Aumento na rubrica de juros e variações monetárias, reflexo do reajuste do UBP e do GSF, indexados a IGP-M.

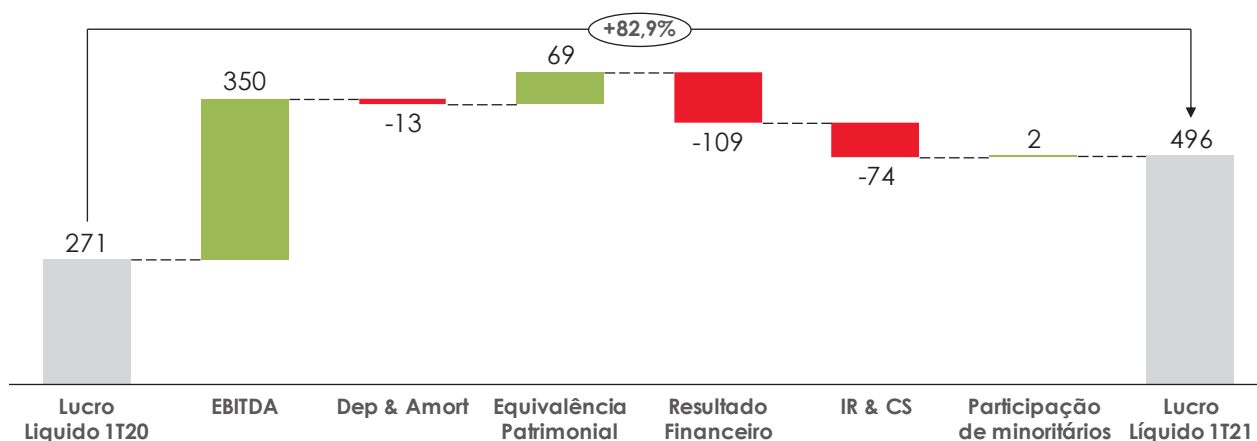
2.1.6. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL (IR/CS)

	1T21	1T20	Var
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	738.362	441.962	67,1%
Alíquota	34%	34%	
IR/CS	(251.043)	(150.267)	67,1%
Adições/Exclusões			
Doações	(317)	(476)	-33,4%
Impostos Diferidos Não Reconhecidos / (Adição)/reversão de diferenças permanentes	(17.464)	(14.829)	17,8%
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	28.895	81	n.d.
Ajuste de Lucro Presumido	(19.095)	(1.382)	n.d.
Resultados de Equivalência Patrimonial	23.239	(121)	n.d.
Incentivos Fiscais (SUDAM / SUDENE/Outros)	21.455	27.004	-20,5%
Outras	1.270	715	77,6%
Total	(213.060)	(139.275)	53,0%
Alíquota Efetiva	28,9%	31,5%	-2,7%

O IR/CS foi de R\$ 213,1 milhões, aumento de 53,0%, decorrente do aumento do resultado entre os períodos analisados, além da adição à base de cálculo dos ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores/ajuste de lucro presumido referem-se a mudanças de regimes fiscais das transmissoras e dos resultados de equivalência patrimonial.

2.1.7. LUCRO LÍQUIDO

Formação do Lucro Líquido 1T21 (R\$ milhões)



O Lucro Líquido foi de R\$ 495,8 milhões, aumento de 82,9%.

Itens em R\$ Mil ou %	1T21	1T20	Var
Lucro	495.782	271.035	82,9%
Atualização do ativo financeiro indenizável - VNR	(48.189)	(14.372)	235,3%
EBITDA Transmissão (IFRS)	(103.186)	(49.664)	107,8%
Lucro Reg. Transmissão- em operação	8.010	5.528	44,9%
Prêmio de risco GSF- Extensão da concessão	(15.375)	-	n.d.
Lucro Líquido Ajustado	337.042	212.526	58,6%

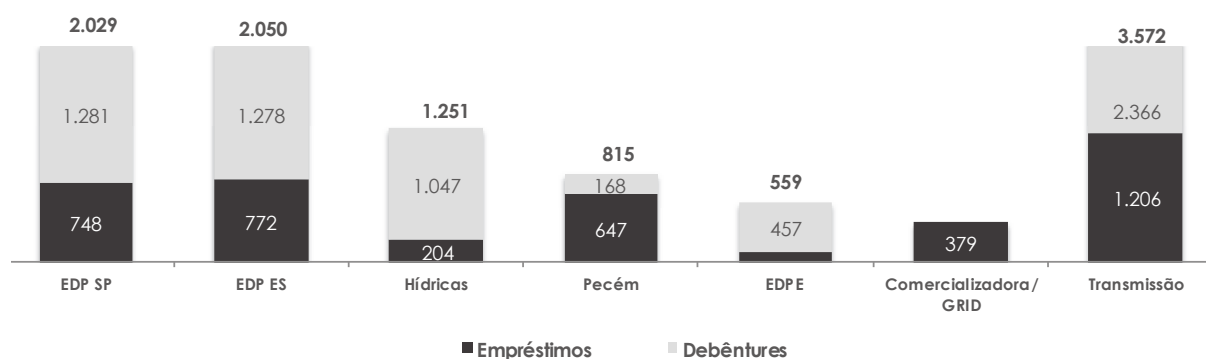
O Lucro Líquido, ajustado pelos efeitos citados no EBITDA foi de R\$ 337,0 milhões, aumento de 58,6%.

2.2. ENDIVIDAMENTO

2.2.1. DÍVIDA BRUTA

A Companhia finalizou o trimestre com Dívida Bruta de R\$ 10,0 bilhões, desconsiderando as dívidas dos ativos não consolidados, que representaram R\$ 1,3 bilhão. As principais captações feitas no período estão disponíveis no anexo IX.

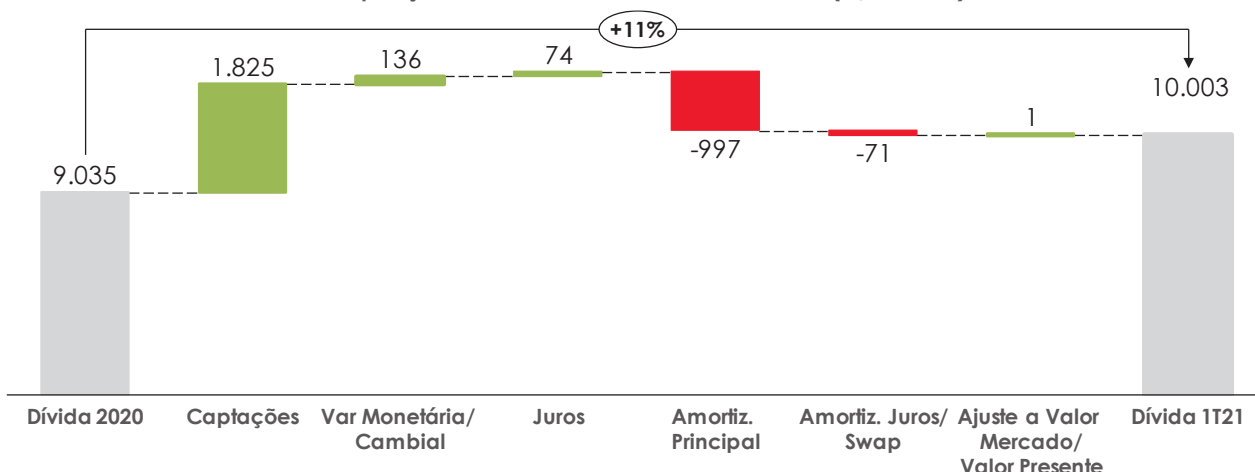
Dívida Bruta por empresa (R\$ milhões)



Nota: Não considera eliminações intragrupo de R\$ 649,9 milhões (ações preferenciais da Investco classificadas como dívida e mútuos intragrupo).

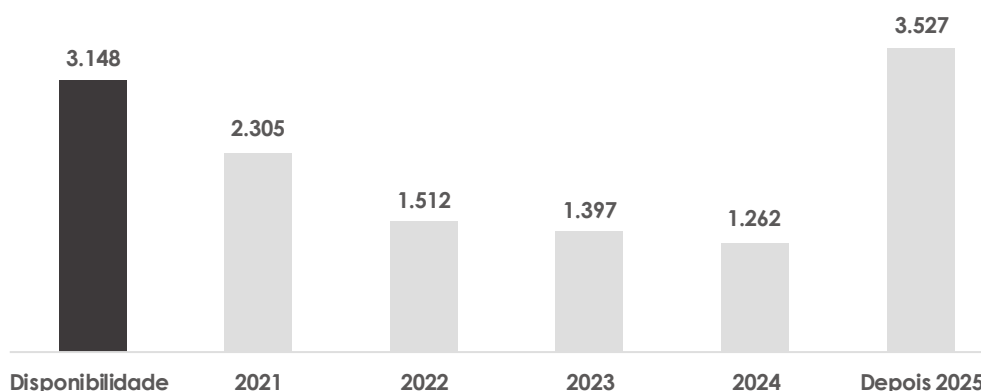
As amortizações de Principal e Juros verificadas no gráfico, referem-se a: (i) BNDES nas distribuidoras e Pecém; (ii) 8ª, 9ª e 10ª Emissões de Debêntures e 6ª Emissão de Notas Promissórias na EDP SP; (iii) 6ª, 7ª e 8ª Emissões de Debêntures e Cédula de Crédito Bancário na EDP ES; (iv) 4ª Emissão de Debêntures na Holding; (v) Cédula de Crédito Bancário na EDP Grid; e (vi) 1ª Emissão de Notas Promissórias da Enerpeixe.

Composição da Dívida Bruta Consolidada 1T21 (R\$ milhões)



Nota: Captações consideram os custos de transação com a emissão de debêntures no valor de R\$ 12,4 milhões.

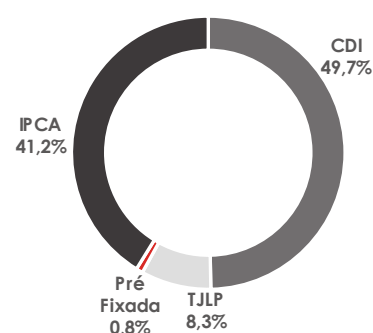
Cronograma de Vencimento da Dívida¹ (R\$ milhões)



Nota: ¹Valores consideram principal + encargos + resultados de operações de hedge

O custo médio da dívida encerrou o trimestre em 7,0% a.a., em comparação aos 6,9% a.a. ao final de 2020, considerando todos os encargos incorridos. A variação do custo médio é reflexo do aumento do IPCA no período, parcialmente compensado pela redução do CDI e da TJLP. O prazo médio da dívida atingiu 4,1 anos. Considerando as dívidas das empresas em que a Companhia detém participação, o prazo médio seria de 4,7 anos e o custo médio seria de 6,9% a.a..

Dívida Bruta por Indexador em 31/03/2021



Nota: desconsiderando que os financiamentos em moeda estrangeira encontram-se protegidos dos riscos de câmbio (USD), a exposição seria de 3,0% em USD e de 46,6% em CDI, com os demais indexadores mantidos.

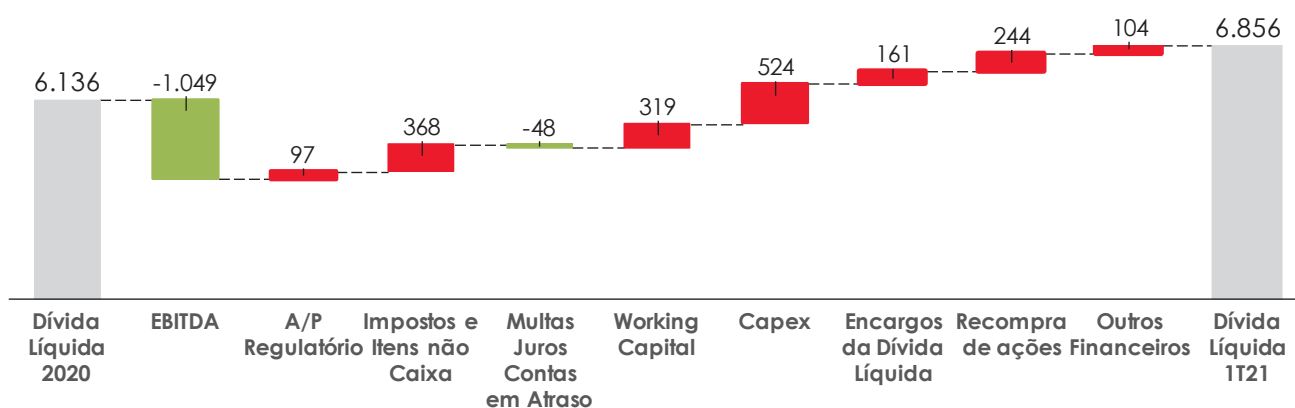
2.2.2 FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL, DÍVIDA LÍQUIDA E ALAVANCAGEM

A Dívida Líquida, considerando a geração operacional e os dispêndios de caixa no período, alcançou R\$ 6,8 bilhões, aumento de 11,7% em relação ao saldo de 2020.

A estratégia da Companhia em relação ao plano de captações do ano foi reforçar as emissões com o objetivo de alongar o prazo médio da dívida e suportar os vencimentos previstos para o ano, que em parte, se referem às dívidas captadas durante o início da pandemia em 2020. As captações no trimestre totalizaram R\$ 1,8 bilhão, referente a operação baseada na Lei 4.131, a 10ª Emissão de Debêntures da EDP ES, a 11ª Emissão de Debêntures da EDP SP, a 4ª Emissão de Debêntures da Enerpeixe, além de dois desembolsos

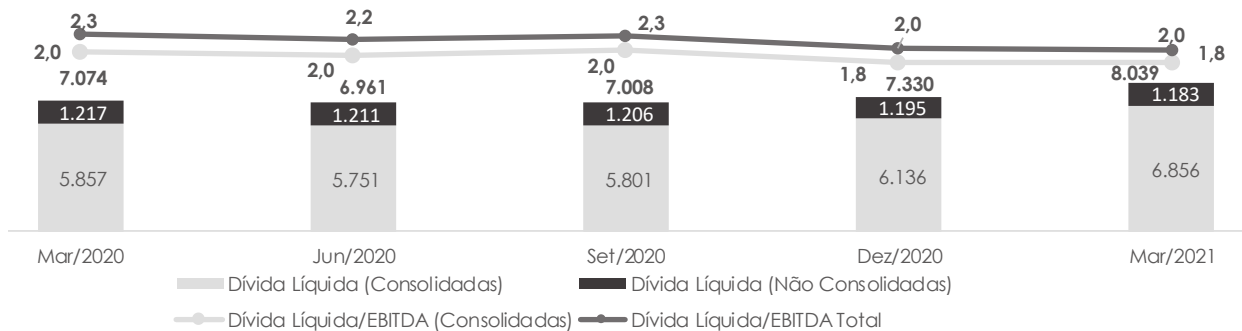
do BNB referentes a EDP Transmissão MA I. Vale ressaltar que as dívidas captadas durante o trimestre possuem menor custo, em comparação ao mesmo período do ano anterior.

Evolução da Dívida Líquida (R\$ milhões)



A relação Dívida Líquida/EBITDA dos ativos consolidados foi de 1,8 vez e de 2,0 vezes considerando a participação em Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel. Excluindo os efeitos não caixa dos últimos 12 meses, a relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado seria de 2,5 vezes.

Evolução da Dívida Líquida/EBITDA (R\$ milhões)



Nota: Considera proporção da participação detida pela EDP nos projetos não consolidados. O caixa considera disponibilidade, títulos e valores mobiliários e caução referente ao financiamento da Linha de Transmissão de Santa Catarina.

2.3. VARIAÇÃO DO IMOBILIZADO

Total			
Variação do Imobilizado (R\$ mil)	1T21	1T20	Var
Distribuição	224.522	167.167	34,3%
EDP São Paulo	97.100	91.305	6,3%
EDP Espírito Santo	127.422	75.862	68,0%
Geração	10.690	10.756	-0,6%
Enerpeixe	136	564	-75,9%
Energest	372	205	81,5%
Lajeado / Inv estco	98	728	n.d.
Pecém	10.084	9.259	8,9%
Transmissão	276.249	162.706	69,8%
Outros	12.186	10.641	14,5%
Total	523.647	351.270	49,1%

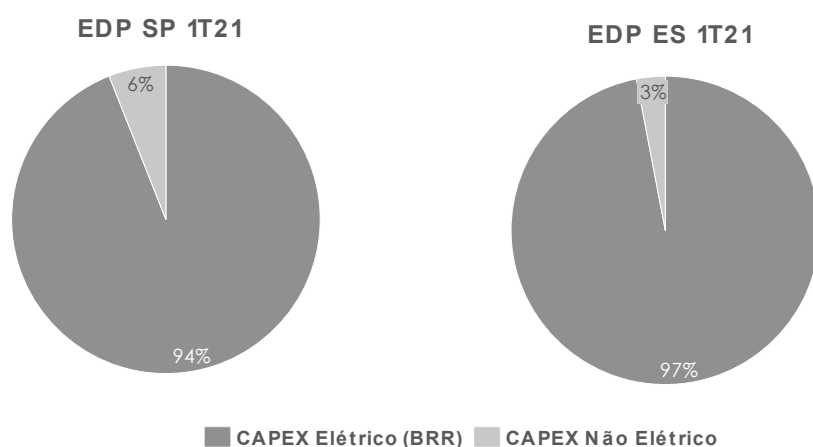
A Companhia, ao longo do trimestre, priorizou os investimentos em distribuição e transmissão, apresentando aumento de 49,1%.

Na Distribuição, os investimentos totalizaram R\$ 224,5 milhões, aumento de 34,3%, em função do reforço dos investimentos nas concessões do grupo, visando eficiência das linhas, através do aumento do uso da tecnologia. Os investimentos foram em obras de expansão (subestações e redes de distribuição para ligações de novos clientes), melhoria de rede (substituição de equipamentos), telecomunicações e informática e em projetos relacionados a combate às perdas.

EDP São Paulo			
Varição do Imobilizado - Distribuição (R\$ mil)	1T21	1T20	Var
Valor Bruto sem Juros Capitalizados	96.249	92.501	4,1%
(+) Juros Capitalizados	1.069	493	116,8%
Valor Bruto	97.318	92.994	4,6%
(-) Obrigações Especiais	(218)	(1.689)	-87,1%
Valor Líquido de Obrig. Especiais	97.100	91.305	6,3%

EDP Espírito Santo			
Varição do Imobilizado - Distribuição (R\$ mil)	1T21	1T20	Var
Valor Bruto sem Juros Capitalizados	128.726	80.381	60,1%
(+) Juros Capitalizados	1.966	778	152,7%
Valor Bruto	130.692	81.159	61,0%
(-) Obrigações Especiais	(3.270)	(5.297)	-38,3%
Valor Líquido de Obrig. Especiais	127.422	75.862	68,0%
Distribuição	224.522	167.167	34,3%

Os investimentos nas distribuidoras foram destinados:



Na Transmissão, os investimentos aumentaram 69,8%, decorrente das diferentes fases do cronograma de execução das obras. Além disso, a paralisação das obras, por dois meses, ocasionada pela pandemia em 2020, resultou na postergação de parte dos investimentos para 2021. Cabe destacar que, os cronogramas de entrada em operação estão antecipados frente ao estabelecido pela ANEEL.

Variação do Imobilizado (R\$ mil)			
Linhas de Transmissão (Lote)	1T21	1T20	Var
Lote 24	(16)	119	n.d.
Lote 07	23.352	17.085	36,7%
Lote 11	32	21.115	-99,8%
Lote 21	121.834	60.535	101,3%
Lote 18	106.996	58.108	84,1%
Lote Q	24.051	5.744	318,7%
Total	276.249	162.706	69,8%

Na Geração, os investimentos referem-se a manutenções e operações recorrentes.

Nos outros segmentos (Holding, Serviços e Grid), foram investidos R\$ 12,2 milhões, destacando-se os investimentos em novos projetos de eficiência energética, tecnologia e desenvolvimento de novos negócios.

Considerando os ativos não consolidados, os investimentos foram de R\$ 524,6 milhões, aumento de 48,2%.

Variação do Imobilizado (R\$ mil)	1T21	1T20	Var
Distribuição	224.522	167.167	34,3%
Geração	11.637	13.498	-13,8%
Geração consolidado	10.690	10.756	-0,6%
Geração não consolidado	947	2.742	-65,5%
Transmissão	276.249	162.706	69,8%
Outros	12.186	10.641	14,5%
Total	524.594	354.012	48,2%

¹Considera participação da EDP 50%; ² Considera participação da EDP 33,3%

3. DESEMPENHO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

3.1. DISTRIBUIÇÃO

3.1.1. RESULTADO

Itens em R\$ mil ou %	EDP São Paulo			EDP Espírito Santo			Consolidado		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Receita Operacional Líquida	1.144.116	987.784	15,8%	964.139	828.309	16,4%	2.108.255	1.816.093	16,1%
Gastos não gerenciáveis	(780.345)	(721.207)	8,2%	(624.826)	(536.983)	16,4%	(1.405.171)	(1.258.190)	11,7%
Energia elétrica comprada para revenda	(625.484)	(607.448)	3,0%	(496.672)	(437.914)	13,4%	(1.122.156)	(1.045.362)	7,3%
Encargos de uso da rede elétrica	(154.594)	(113.495)	36,2%	(127.954)	(98.854)	29,4%	(282.548)	(212.349)	33,1%
Outros	(267)	(264)	1,1%	(200)	(215)	-7,0%	(467)	(479)	-2,5%
Margem Bruta	363.771	266.577	36,5%	339.313	291.326	16,5%	703.084	557.903	26,0%
Gastos gerenciáveis	(255.079)	(262.001)	-2,6%	(281.830)	(238.971)	17,9%	(536.909)	(500.972)	7,2%
Total do PMSO	(121.850)	(129.472)	-5,9%	(113.223)	(116.441)	-2,8%	(235.073)	(245.913)	-4,4%
Pessoal	(44.455)	(47.950)	-7,3%	(37.346)	(41.720)	-10,5%	(81.801)	(89.670)	-8,8%
Material	(3.254)	(4.431)	-26,6%	(3.336)	(3.712)	-10,1%	(6.590)	(8.143)	-19,1%
Serviços de terceiros	(38.560)	(39.391)	-2,1%	(46.866)	(44.730)	4,8%	(85.426)	(84.121)	1,6%
Provisões	(22.751)	(23.127)	-1,6%	(20.941)	(20.068)	4,4%	(43.692)	(43.195)	1,2%
Outros	(12.830)	(14.573)	-12,0%	(4.734)	(6.211)	-23,8%	(17.564)	(20.784)	-15,5%
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(3.061)	(12.218)	-74,9%	(6.961)	(15.898)	-56,2%	(10.022)	(28.116)	-64,4%
EBITDA	238.860	124.887	91,3%	219.129	158.987	37,8%	457.989	283.874	61,3%
Margem EBITDA	20,9%	12,6%	8,2%	22,7%	19,2%	3,5%	21,7%	15,6%	6,1%

Nota: Margem Bruta desconsidera Receita de Construção.

A Receita Líquida atingiu R\$ 2,1 bilhões, aumento de 16,1%, decorrente de: (i) maior reconhecimento do valor novo de reposição (VNR), em ambas as distribuidoras (+R\$ 51,2 milhões), resultante do reajuste mensal pelo IPCA; (ii) reajustes tarifários das distribuidoras, com efeito médio percebido pelo consumidor de 4,82% na EDP SP e de 8,02% na EDP ES; (iii) aumento de 4,4% na energia distribuída, refletindo as temperaturas mais elevadas, a recuperação da atividade econômica, através da retomada gradativa do comércio e da indústria, conforme [Relatório de Mercado](#); (iv) efeito positivo do MVE; e (v) outras receitas e efeitos.

A tarifa média, decorrente do mix de mercado, aumentou 6,4% e 7,3%, na EDP SP e na EDP ES, respectivamente, reflete os reajustes tarifários ocorridos em 2020, além da piora dos patamares da bandeira tarifária entre os meses comparados.

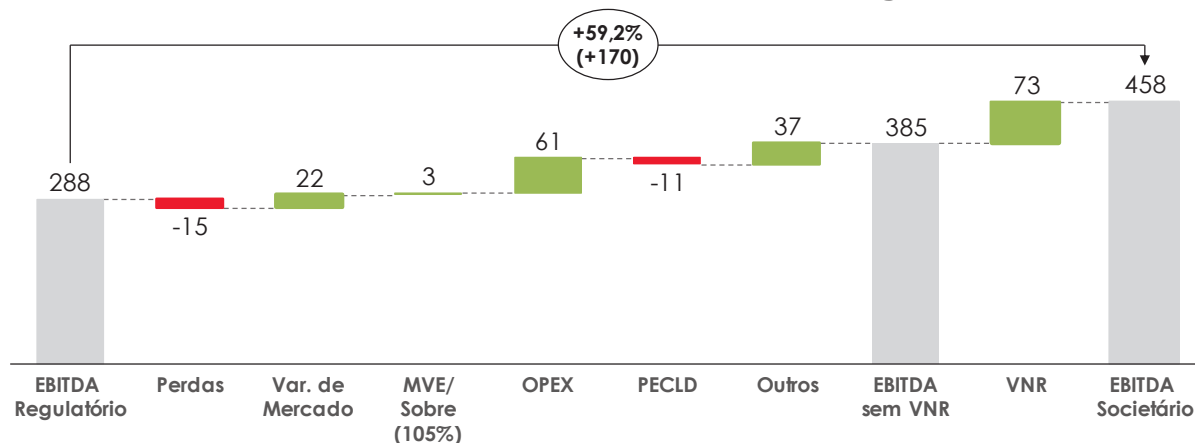
	Tarifa Média (R\$/MWh)					
	EDP São Paulo			EDP Espírito Santo		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Residencial	540,91	522,44	3,5%	554,83	518,31	7,0%
Industrial	507,67	469,76	8,1%	553,20	526,42	5,1%
Comercial	558,75	515,69	8,3%	581,15	536,07	8,4%
Rural	458,01	401,25	14,1%	433,25	382,28	13,3%
Outros	401,90	380,47	5,6%	454,29	424,47	7,0%
Total	529,46	497,56	6,4%	530,71	494,39	7,3%

Os gastos não gerenciáveis atingiram R\$ 1,4 bilhão, aumento de 11,7%, decorrente do aumento do preço de compra de energia, além do aumento dos encargos de uso da rede elétrica, devido à expansão de rede e conexão de novos clientes livres.

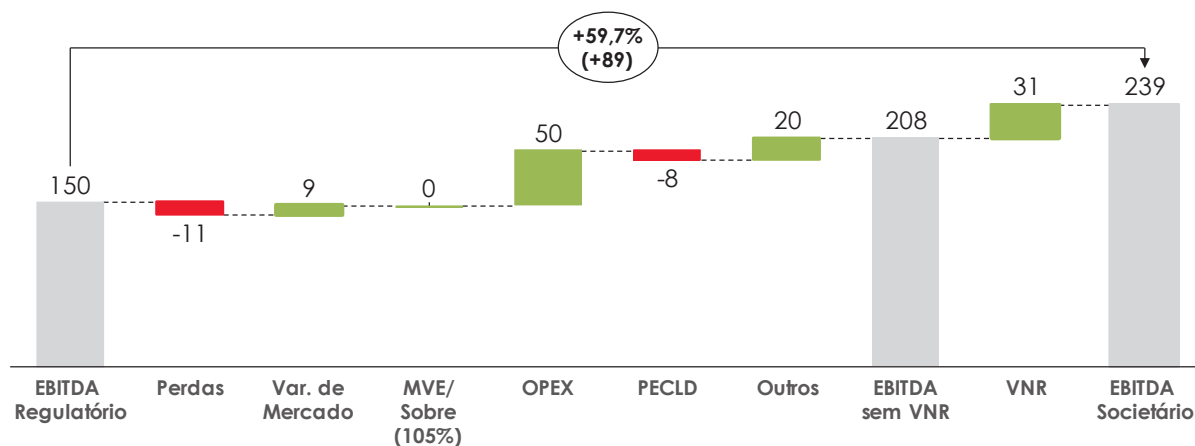
A Margem Bruta foi de R\$ 703,1 milhões, resultantes dos efeitos mencionados, além de:

R\$ milhões	EDP São Paulo			EDP Espírito Santo			Total Distribuição		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
VNR	30,8	9,2	21,7	42,2	12,6	29,6	73,0	21,8	51,2
Perdas	(11,4)	(7,3)	(4,1)	(4,1)	(3,7)	(0,4)	(15,5)	(11,0)	(4,5)
MVE/Sobrecontratação	3,4	(5,2)	8,7	-	(5,5)	5,5	3,4	(10,8)	14,2
Mercado	8,6	-	8,6	13,6	-	13,6	22,2	-	22,2
Efeito Tarifa	53,4	-	53,4	4,2	-	4,2	57,6	-	57,6
Outras Receitas	25,3	18,4	6,9	17,8	11,7	6,1	43,2	30,1	13,0
Outros Efeitos	2,1	-	2,1	(10,7)	-	(10,7)	(8,7)	-	(8,7)
Total	112,2	15,0	97,2	63,1	15,1	48,0	175,3	30,2	145,2

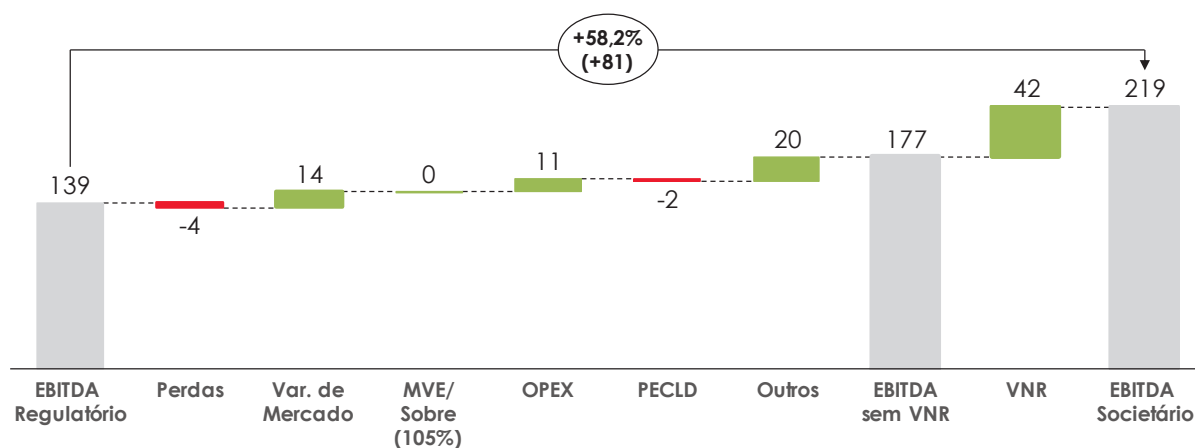
EBITDA Consolidado das Distribuidoras versus EBITDA Regulatório 2021



EBITDA das Distribuidoras versus EBITDA Regulatório 2021 – EDP SP



EBITDA das Distribuidoras versus EBITDA Regulatório 2021 – EDP ES



3.1.3 Balanço Energético Consolidado (GWh)

Do total da Energia Requerida, 62,5% foram para a EDP SP e 37,5% para a EDP ES.

EDP DISTRIBUIÇÃO	EDP São Paulo	EDP Espírito Santo	EDP Distribuição
Itaipu + Proinfa	557.938	383.638	941.576
Leilão	2.264.451	1.629.977	3.894.427
Outros ¹	3.233	38.275	41.509
Energia em Trânsito	2.077.899	977.902	3.055.801
Total Energia Recebida	4.903.521	3.029.791	7.933.313
Perdas Transmissão (+)	58.668	25.346	84.015
Perdas de Itaipu (+)	30.422	20.707	51.129
Vendas C.Prazo (-)	-79.157	-54.036	-133.193
Ajustes C.Prazo (-)	664	27.384	28.048
Total Perdas	167.583	72.705	240.288
Cessões MCSD Energia Nova (+)	-154.891	-40.831	-195.722
Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)	-137.592	-20.736	-158.328
Total Vendas	-292.483	-61.567	-354.050
Energia Requerida	5.028.422	3.018.653	8.047.075
Suprimento	12.614	0	12.614
Fornecimento	1.931.935	1.604.458	3.536.393
Perdas e Diferenças	421.193	407.852	829.045
Energia em Trânsito	2.077.899	977.902	3.055.801
Total Energia Distribuída	4.443.641	2.990.212	7.433.853

¹ Bilaterais e Compras no Curto Prazo. Nota: Balanço energia considera energia medida.

3.1.4 PERDAS

Perdas Acumuladas em 12 meses (GWh ou %)	EDP São Paulo						EDP Espírito Santo					
	Mar-20	Jun-20	Set-20	Dez-20	Mar-21	ANEEL	Mar-20	Jun-20	Set-20	Dez-20	Mar-21	ANEEL
Entrada de Energia na Rede (A)	16.773	16.221	16.242	16.405	16.585		11.435	10.983	10.950	11.051	11.154	
Técnica (B)	945	890	892	909	926		909	904	908	910	914	
Não-técnica (C)	402	461	508	497	506		527	504	518	570	543	
Total (B+C)	1.347	1.352	1.400	1.406	1.433		1.436	1.408	1.425	1.480	1.457	
Técnica (B/A)	5,64%	5,49%	5,49%	5,54%	5,59%	4,06%	7,94%	8,23%	8,29%	8,24%	8,19%	7,06%
Não-técnica (C/A)	2,40%	2,84%	3,13%	3,03%	3,05%	2,97%	4,61%	4,59%	4,73%	5,15%	4,87%	4,50%
Total (B+C/A)	8,03%	8,33%	8,62%	8,57%	8,64%	7,02%	12,56%	12,82%	13,02%	13,39%	13,06%	11,56%

Na EDP SP, as perdas totais aumentaram 0,61 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior, influenciadas pelo aumento nas perdas não técnicas, decorrente da restrição na execução do Plano de Combate à Perdas, reflexo da pandemia. Medidas como suspensão de fornecimento e inspeções de irregularidades foram reduzidas, impactando o indicador.. As perdas técnicas reduziram 0.05 p.p., reflexo da menor carga no sistema.

Em relação ao fechamento de 2020, as perdas totais aumentaram 0,07 p.p., refletindo o aumento das perdas técnicas, devido a maior carga no sistema, decorrente da recuperação gradual da economia e das perdas não técnicas, conforme já mencionado.

Na EDP ES, as perdas totais aumentaram 0,50 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior, influenciadas pelo aumento das perdas técnicas e das perdas não técnicas. O aumento das perdas técnicas é decorrente da redução do volume da Vale e da exclusão da concessionária Santa Maria (na revisão tarifária de agosto de 2019) do cálculo de perdas. Em relação ao aumento das perdas não técnicas, o aumento no indicador deve-se às reduções das inspeções de irregularidade ao longo do ano, devido as paralisações das atividades em campo em função da pandemia.

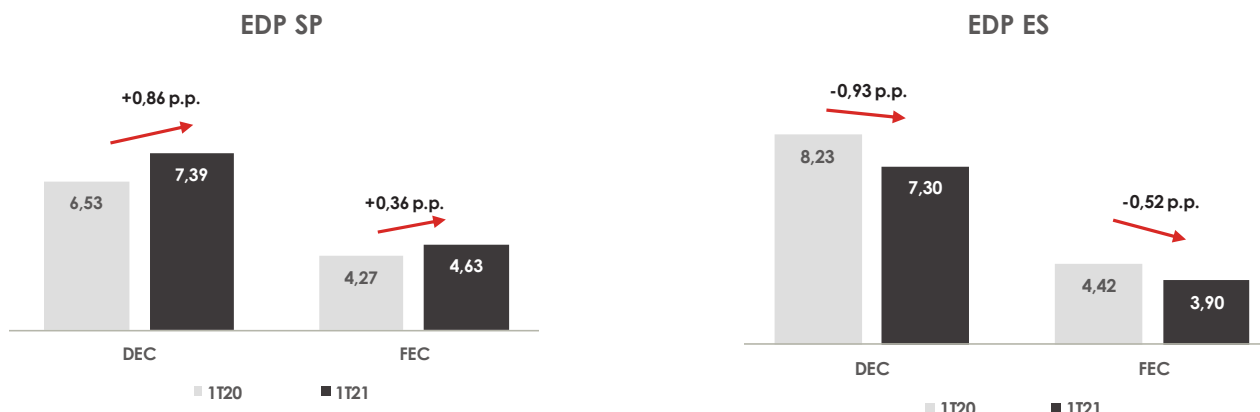
Em relação ao fechamento de 2020, as perdas totais reduziram 0,33 p.p., decorrente da redução das perdas não técnicas. Essa redução reflete o plano de combate às perdas, através de medidas como: (i) blindagem por telemedição de unidades com consumo relevante, blindagem da rede de baixa tensão, exteriorização da medição através dos projetos específicos em áreas de elevada complexidade social, substituição de medidores e aumento das inspeções.

Vale mencionar que, no plano de negócios do período de 2021 a 2025, a Companhia reforça seu compromisso de investimento nas distribuidoras, que inclui também o reforço de medidas de combate às perdas.

3.1.5. INDICADORES DE QUALIDADE

Os indicadores de ambas as distribuidoras permaneceram abaixo das metas regulatórias estabelecidas pela Aneel, devido às ações de melhorias que envolvem manutenções preventivas, "Projeto DEC Down" (tratamentos de desligamentos de reincidentes, melhoria de processos internos e aquisição de novas tecnologias) e utilização de plataformas digitais para as equipes de campo (rapidez no fluxo de informações, bem como agilidade e eficiência dos atendimentos).

Na EDP SP houve aumento em ambos os indicadores, refletindo os fatores climáticos registrados ao longo do ano de 2020, principalmente durante os meses de outubro a dezembro e a maior incidência de fatores externos na rede. Na EDP ES, houve redução em ambos os indicadores de qualidade, resultantes dos investimentos em obras estruturantes, com direcionamento para manutenções preditivas e preventivas.



Meta Anual Regulatória ANEEL para o ano de 2021

EDP São Paulo: DEC 7,38 / FEC: 5,79

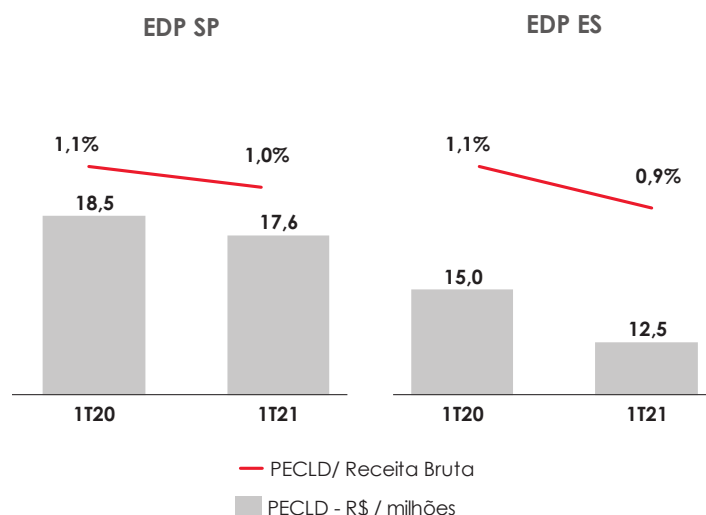
EDP Espírito Santo: DEC: 9,31 / FEC: 6,54

3.1.6. PECLD - PERDA ESTIMADA EM CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA E INADIMPLÊNCIA

A PECLD foi de R\$ 30,2 milhões, redução de R\$ 3,4 milhões, sendo R\$ 0,9 milhão na EDP SP e R\$ 2,5 milhões na EDP ES. Essa redução de PECLD deve-se aos efeitos: (i) redução do risco de crédito, identificado através do monitoramento dos clientes inadimplentes; (ii) leve recuperação da economia, afetando a renda dos consumidores; e (iii) aplicação de novos modelos de análise, com recursos a algoritmos de *machine learning*, permitindo uma maior eficácia e assertividade da aplicação de ferramentas de recuperação de receitas.

A PECLD/Receita Bruta, em ambas as distribuidoras, foi de 1,1% para 0,9%, entre os períodos comparados.

A Companhia mantém medidas de controle e acompanhamento para garantir a arrecadação, monitorando os indicadores através de uma gestão estratégica, de maneira que a perda estimada se mantenha em níveis estáveis.



3.1.7. ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

Em 31 de março, o saldo de passivos regulatórios era de R\$ 1,8 bilhão, reflexo da contabilização do ICMS na base de cálculo do PIS/COFINS, a ser devolvido ao consumidor. Excluindo esse efeito, o saldo de passivos regulatórios é de R\$ 0,1 milhão, conforme:

- (i) **Compra de energia:** os custos associados aos contratos apresentarem-se inferiores, refletindo uma conjuntura de sazonalidade do cenário energético, além da redução no custo marginal de operação do sistema elétrico, devido a redução da demanda de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), decorrente da crise do coronavírus;
- (ii) **Custo da Energia de Itaipu:** variação na cotação do dólar entre os períodos, refletindo em custos mais elevados; e
- (iii) **Encargos (ESS/EER):** aumento dos custos de ESS para os agentes que possuem consumo atendido pelo SIN, decorrente do acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito e importação de energia oriunda da Argentina e Uruguai (devido ao baixo nível dos reservatórios).

	EDP Consolidado							
	dez-20	Apropriação	Amortização	Atualização	Recebimento Conta - ACR	Transferência	mar-21	Varição Acumulado
Aquisição de Energia/Custo de Energia Itaipu	231.488	(87.427)	27.048	2.775	-	-	173.884	(57.604)
Encargos	185.352	149.230	(19.392)	841	-	-	316.031	130.679
Sobrecontratação (100% a 105%)	5.506	20.209	18.614	(868)	-	-	43.461	37.955
PIS/COFINS sobre ativ os financeiros setoriais ¹	(1.730.049)	-	42.175	(5.494)	-	-	(1.693.368)	36.681
Outros	(544.214)	(136.752)	83.248	(610)	-	-	(598.328)	(54.114)
Total	(1.851.917)	(54.740)	151.693	(3.356)	-	-	(1.758.320)	93.597
	EDP São Paulo							
	dez-20	Apropriação	Amortização	Atualização	Recebimento Conta - ACR	Transferência	mar-21	Varição Acumulado
Aquisição de Energia/Custo de Energia Itaipu	131.350	(53.061)	14.931	1.608	-	-	94.828	(36.522)
Encargos	107.867	103.760	(12.671)	423	-	-	199.379	91.512
Sobrecontratação (100% a 105%)	(17.178)	3.383	14.489	(2.834)	-	-	(2.140)	15.038
PIS/COFINS sobre ativ os financeiros setoriais ¹	(1.041.816)	-	-	(3.470)	-	-	(1.045.286)	(3.470)
Outros	(436.605)	(72.528)	70.676	(339)	-	-	(438.796)	(2.191)
Total	(1.256.382)	(18.446)	87.425	(4.612)	-	-	(1.192.015)	64.367
	EDP Espírito Santo							
	dez-20	Apropriação	Amortização	Atualização	Recebimento Conta - ACR	Transferência	mar-21	Varição Acumulado
Aquisição de Energia/Custo de Energia Itaipu	100.138	(34.366)	12.117	1.167	-	-	79.056	(21.082)
Encargos	77.485	45.470	(6.721)	418	-	-	116.652	39.167
Sobrecontratação (100% a 105%)	22.684	16.826	4.125	1.966	-	-	45.601	22.917
PIS/COFINS sobre ativ os financeiros setoriais ¹	(688.233)	-	42.175	(2.024)	-	-	(648.082)	40.151
Outros	(107.609)	(64.224)	12.572	(271)	-	-	(159.532)	(51.923)
Total	(595.535)	(36.294)	64.268	1.256	-	-	(566.305)	29.230

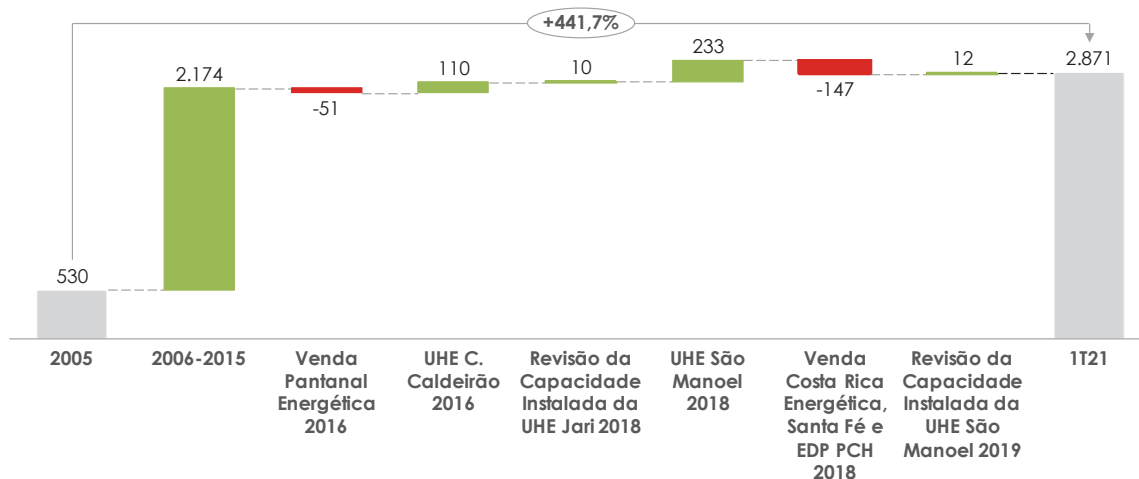
¹ Saldo ajustado de R\$ 1.693,4 milhões, referente ao ICMS na base de cálculo do PIS/Cofins.

3.2. GERAÇÃO CONVENCIONAL

3.2.1 CAPACIDADE INSTALADA

A Companhia possui 2,9 GW de capacidade instalada e 1,9 GW médios de garantia física.

Capacidade Instalada em MW – Pro forma



Nota: Considera a participação proporcional de Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel.

A capacidade instalada não utiliza os valores percentuais de participação nas UHs Lajeado e Enerpeixe conforme critério de consolidação.

3.2.2 GESTÃO ENERGÉTICA INTEGRADA

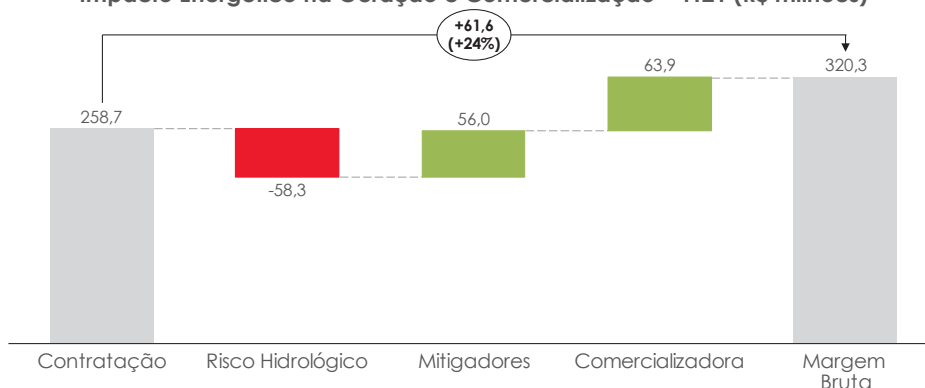
A Comercialização tem operado como instrumento de gestão do portfólio energético, atuando em conjunto com as geradoras nas transações de compra e venda de energia. A estratégia de alocação de energia leva em consideração a sazonalização anual tanto dos contratos de venda, quanto da garantia física.

Conforme mencionado nos eventos relevantes do release de 2020, em 22 de dezembro, a Companhia aprovou a adesão à repactuação no ACL, através da Resolução ANEEL nº 895/2020, que reconhece as usinas geradoras do MRE o ressarcimento dos riscos não hidrológicos vinculados ao GSF. A solução envolve o cálculo dos valores devidos a cada uma das usinas e a respectiva compensação desses valores por meio da extensão da concessão. Esse efeito foi reconhecido naquela data e durante o primeiro trimestre deste ano tivemos o complemento da repactuação para as usinas do grupo no valor de R\$ 23,3 milhões.

	Prazo (meses)
Enerpeixe	66
Lajeado	13
Energest	18
São Manoel	5
Jari	3

O trimestre foi impactado pelo aumento do risco hidrológico, decorrente do cenário seco e da postergação do período de chuvas, refletindo no despacho das usinas térmicas por ordem de mérito e, como consequência, no aumento do PLD e na redução do GSF. Através da estratégia de proteção do portfólio da Companhia, em comparação ao mesmo período do ano anterior, alocamos mais energia no primeiro trimestre, a fim de mitigar os efeitos do risco hidrológico e reduzir a necessidade de compra de energia para lastro.

Impacto Energético na Geração e Comercialização – 1T21 (R\$ milhões)



Nota: ¹ Considerando impactos do MRE, PLD e GSF. Desconsidera a repactuação do GSF no ACL.

3.2.3 GERAÇÃO HÍDRICA

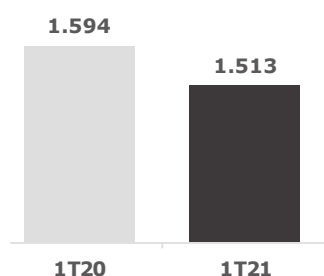
Itens em R\$ mil ou %	Geração Hídrica		
	1T21	1T20	Var
Receita Operacional Líquida	390.079	316.790	23,1%
Gastos Não Gerenciáveis	(110.340)	(129.931)	-15,1%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(109.639)	(106.963)	2,5%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(23.825)	(22.714)	4,9%
Outros	23.124	(254)	n.d.
Margem Bruta	279.739	186.859	49,7%
Gastos Gerenciáveis	(52.724)	(49.139)	7,3%
Total do PMSO	(17.491)	(16.719)	4,6%
Pessoal	(9.023)	(9.201)	-1,9%
Material	(694)	(611)	13,6%
Serviços de Terceiros	(6.073)	(5.185)	17,1%
Provisões	(476)	(252)	88,9%
Outros	(1.225)	(1.470)	-16,7%
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	-	-	n.d.
EBITDA	262.248	170.140	54,1%
Margem EBITDA	67%	54%	25,2%

Ativo	Volume (MWh)			Tarifa média (R\$/MWh)		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Lajeado	753.178	801.780	-6,1%	249,0	215,1	15,7%
Investco	8.538	8.032	6,3%	225,1	202,9	10,9%
Enerpeixe	520.818	445.284	17,0%	163,7	164,9	-0,8%
Energest	230.452	338.931	-32,0%	247,4	287,2	-13,9%
Total Hídricas	1.512.986	1.594.027	-5,1%	219,3	216,4	1,3%

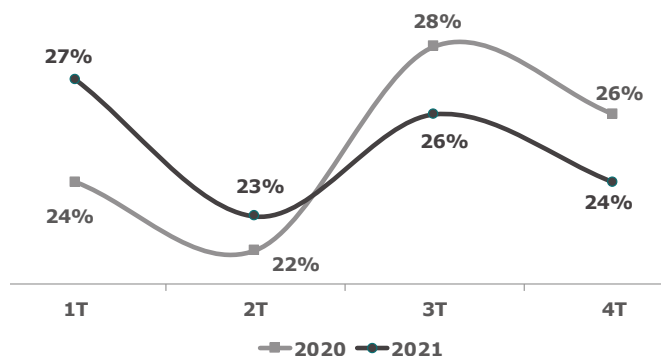
Nota: Tarifa Total das Hídricas não considera eliminações intragrupo e refere-se a tarifa média

A Receita Líquida foi de R\$ 390,1 milhões, aumento de 23,1%, decorrente da estratégia de sazonalização, que alocou maior energia no primeiro trimestre, reflexo da postergação do período chuvoso e da expectativa de preços mais elevados, além do aumento das tarifas de venda, devido aos reajustes dos contratos bilaterais. Minimizando esse efeito, reduções de volume dos contratos de venda de energia na Lajeado e Energest, conforme explicado no [Relatório de Mercado](#), além da menor energia secundária em 2021, ocasionando menor liquidação no mercado de curto prazo.

Venda Consolidada da Geração Hídrica 1T21 (GWh)



Sazonalização dos Contratos de Venda (GWh)

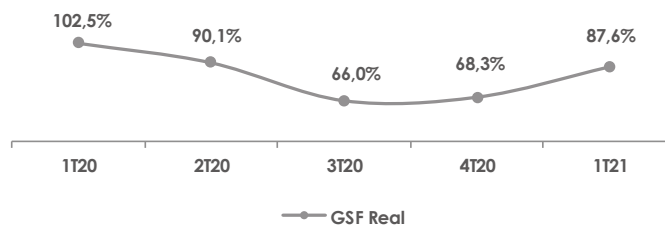


Os gastos não gerenciáveis refletem o efeito do complemento da repactuação das usinas hídricas do GSF no ACL, totalizando R\$ 23,3 milhões, conforme já mencionado. Excluindo esse efeito, o aumento dos gastos não gerenciáveis entre os períodos seria de 2,9%. Esse resultado, é decorrente da estratégia de sazonalização, com maior alocação de energia no trimestre, refletindo em menores compras de energia para lastro. A Margem Bruta foi de R\$ 279,7 milhões, aumento de 49,7%. Se excluirmos o efeito do complemento da repactuação das usinas no GSF, a Margem Bruta aumentaria 37,1%, decorrente dos efeitos já mencionados.

Evolução do PLD (MWh)



Evolução do GSF² (%)



A EDP mantém uma estratégia de proteção de seu portfólio através da descontratação e/ou compra de energia para mitigação de riscos relativos ao GSF e para a oscilação do PLD através de "hedge", além da sazonalização da Companhia de maior alocação de energia para o segundo semestre.

3.2.4 PROJETOS NÃO CONSOLIDADOS

3.2.4.1 UHE SANTO ANTÔNIO DO JARI

Jari			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T21	1T20	Var.
Receita operacional líquida	36.001	34.092	5,6%
Gastos não gerenciáveis	(10.657)	(13.959)	-23,7%
Margem Bruta	25.344	20.133	25,9%
Gastos gerenciáveis	(8.136)	(8.090)	0,6%
EBITDA	23.519	18.510	27,1%
Margem EBITDA	65,3%	54,3%	11,0 p.p.
Resultado financeiro líquido	(7.372)	(5.371)	37,3%
Lucro líquido	8.775	5.215	68,3%

Nota: Valores correspondem a 50% de Jari, referente à participação da EDP Energias do Brasil.

² Cálculo de média ponderada

Ativo	Volume (MWh)			Tarifa de Venda (R\$/MWh)		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Jari (50%)	237.774	235.665	0,9%	172,4	167,2	3,1%

A Receita Líquida aumentou 5,6% no trimestre, reflexo do reajuste tarifário anual. Os gastos não gerenciáveis reduziram 23,7%, refletindo menor volume de compra de energia, decorrente da maior alocação de energia no primeiro trimestre. A Margem Bruta cresceu 25,9%, conforme efeitos mencionados.

O EBITDA totalizou R\$ 23,5 milhões, aumento de 27,1%. O Resultado Financeiro foi negativo em R\$ 7,4 milhões, aumento de 37,3%, decorrente do efeito de atualização de UBP, reajustado pelo IGP-M, minimizado pela amortização do saldo da dívida e pela redução da TJLP.

3.2.4.2 UHE CACHOEIRA CALDEIRÃO

Cachoeira Caldeirão			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T21	1T20	Var.
Receita operacional líquida	19.243	17.771	8,3%
Gastos não gerenciáveis	(7.498)	(9.192)	-18,4%
Margem Bruta	11.745	8.580	36,9%
Gastos gerenciáveis	(7.308)	(7.278)	0,4%
EBITDA	10.137	7.017	44,5%
Margem EBITDA	52,7%	39,5%	13,2 p.p.
Resultado financeiro líquido	(9.946)	(6.909)	44,0%
Lucro líquido	(3.636)	(3.714)	-2,1%

Nota: Valores correspondem a 50% de Cachoeira Caldeirão, referente à participação da EDP Energias do Brasil.

Ativo	Volume (MWh)			Tarifa de Venda (R\$/MWh)		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Cachoeira Caldeirão (50%)	144.401	145.263	-0,6%	147,4	141,1	4,5%

A Receita Líquida aumentou 8,3% no trimestre, em decorrência do reajuste anual dos contratos. Os gastos não gerenciáveis tiveram redução de 18,4%, decorrente do menor volume de compra de energia, devido a maior alocação de energia no primeiro trimestre. A Margem Bruta foi de R\$ 11,7 milhões.

O EBITDA totalizou R\$ 10,1 milhões, aumento de 44,5%. O Resultado Financeiro foi negativo em R\$ 9,9 milhões, aumento de 44,0%, decorrente do aumento dos encargos das dívidas, além da atualização do saldo de UBP por IPCA.

3.2.4.3 UHE SÃO MANOEL

São Manoel			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T21	1T20	Var.
Receita operacional líquida	32.127	30.167	6,5%
Gastos não gerenciáveis	(9.627)	(19.892)	-51,6%
Margem Bruta	22.500	10.275	119,0%
Gastos gerenciáveis	(13.385)	(13.515)	-1,0%
EBITDA	20.252	7.949	154,8%
Margem EBITDA	63,0%	26,4%	139,2%
Resultado financeiro líquido	(16.683)	(13.170)	26,7%
Lucro líquido	(4.997)	(10.832)	-53,9%

Nota: Valores correspondem a 33,3% de São Manoel, referente à participação da EDP Energias do Brasil.

Ativo	Volume (MWh)			Tarifa de Venda (R\$/MWh)		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
São Manoel (33,33%)	279.914	278.205	0,6%	125,8	120,9	4,0%

A Receita Líquida foi de R\$ 32,1 milhões, aumento de 6,5%, em decorrência do ajuste anual dos contratos e às vendas de energia em curto prazo. Os gastos não gerenciáveis apresentaram redução de 51,6%, em função dos menores gastos com compra de energia. A Margem Bruta totalizou R\$ 22,5 milhões, aumento de 119,0%.

O EBITDA totalizou R\$ 20,2 milhões, aumento de 154,8%. O Resultado Financeiro foi negativo em R\$ 16,7 milhões, aumento de 26,7%, devido ao maior efeito de atualização monetária do saldo de UBP, indexado pelo IPCA, além do aumento dos encargos de dívidas.

3.2.5 GERAÇÃO TÉRMICA

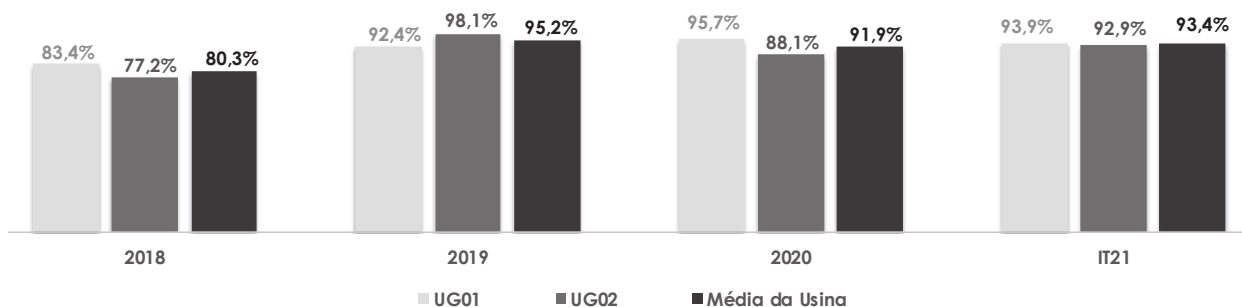
Itens em R\$ mil ou %	Geração Térmica		
	1T21	1T20	Var
Receita Operacional Líquida	389.269	498.341	-21,9%
Gastos Não Gerenciáveis	(226.981)	(303.425)	-25,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(68.693)	(230.884)	-70,2%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(20.679)	(15.738)	31,4%
Outros	(137.609)	(56.803)	142,3%
Margem Bruta	162.288	194.916	-16,7%
Gastos Gerenciáveis	(76.012)	(77.999)	-2,5%
Total do PMSO	(28.798)	(29.888)	-3,6%
Pessoal	(12.942)	(12.943)	0,0%
Material	(4.261)	(2.933)	45,3%
Serviços de Terceiros	(9.377)	(11.712)	-19,9%
Provisões	-	75	-100,0%
Outros	(2.218)	(2.375)	-6,6%
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	138	54	155,6%
EBITDA	133.628	165.082	-19,1%
Margem EBITDA	34%	33%	3,6%

Ativo	Volume (MWh)			CVU (R\$/MWh)		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Pecém	1.329.015	1.329.015	0,0%	207,7	127,6	62,8%

A Receita Líquida foi de R\$ 389,3 milhões, redução de 21,9%, resultante da redução das operações de contratos bilaterais e da contabilização, ocorrida em 2020, da regularização do saldo de ADOMP, minimizado pelo aumento de 3,8% da receita fixa e pelo maior despacho entre os períodos comparados. A redução de 25,5% dos gastos não gerenciáveis reflete o efeito ocorrido em 2020 quando houve aumento de energia comprada, decorrente das operações intercompanias. O PMSO reduziu 3,6%, impactado pela rubrica de Serviços de Terceiros, em função das manutenções programadas nas unidades geradoras no ano anterior, além do impacto do crédito de PIS/COFINS, contabilizado em 2020, referente a exercícios anteriores. O EBITDA foi de R\$ 133,6 milhões, redução de 19,1%. Excluindo os efeitos não recorrentes mencionado acima, o EBITDA apresentaria aumento de 0,2%. Cabe ressaltar, que a receita fixa de Pecém é de R\$ 72,9 milhões por mês, sendo reajustada pelo IPCA, no mês de novembro.

Disponibilidade

A disponibilidade média da Usina no trimestre foi de 93,4%, tendo sido despachada durante os meses de janeiro e fevereiro, devido o aumento da demanda, atrelado a piora das condições hidrológicas.



3.3 COMERCIALIZAÇÃO E SERVIÇOS

Itens em R\$ mil ou %	DRE Comercialização (Consolidada) ¹			DRE Serviços (Consolidado) ²			Total (Comerc. + Serviços)		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Receita Operacional Líquida	898.979	1.173.221	-23,4%	18.469	12.549	47,2%	917.448	1.185.770	-22,6%
Gastos Não Gerenciáveis	(835.243)	(1.152.170)	-27,5%	(4.985)	(1.911)	160,9%	(840.228)	(1.154.081)	-27,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(768.460)	(1.147.344)	-33,0%	-	-	n.d.	(768.460)	(1.147.344)	-33,0%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(2.728)	(3.953)	-31,0%	-	-	n.d.	(2.728)	(3.953)	-31,0%
Outros	(64.055)	(873)	7237,3%	(4.985)	(1.911)	160,9%	(69.040)	(2.784)	2379,9%
Margem Bruta	63.736	21.051	202,8%	13.484	10.638	26,8%	77.220	31.689	143,7%
Gastos Gerenciáveis	(2.634)	(7.174)	-63,3%	(15.940)	(13.332)	19,6%	(18.574)	(20.506)	-9,4%
Total do PMSO	(2.112)	(6.685)	-68,4%	(13.519)	(12.293)	10,0%	(15.631)	(18.978)	-17,6%
Pessoal	(4.832)	(4.683)	3,2%	(6.432)	(5.397)	19,2%	(11.264)	(10.080)	11,7%
Material	(27)	(91)	-70,3%	(3.465)	(1.790)	93,6%	(3.492)	(1.881)	85,6%
Serviços de Terceiros	(1.990)	(1.480)	34,5%	(3.104)	(3.752)	-17,3%	(5.094)	(5.232)	-2,6%
Provisões	4.994	(89)	n.d.	13	(634)	n.d.	5.007	(723)	n.d.
Outros	(257)	(342)	-24,9%	(531)	(720)	-26,3%	(788)	(1.062)	-25,8%
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	-	-	n.d.	-	14	-100,0%	-	14	-100,0%
EBITDA	61.624	14.366	329,0%	(35)	(1.641)	-97,9%	61.589	12.725	384,0%
Margem EBITDA	6,9%	1,2%	459,8%	-0,2%	-13,1%	-98,6%	6,7%	1,1%	525,6%

Nota: ¹Comercialização (Consolidada) contempla EDP Comercializadora e Varejista. ²Serviços (Consolidado) contempla EDP GRID, EDP Soluções e Ventures.

	Volume (MWh)		
	1T21	1T20	Var
Partes Relacionadas	301.381	69.402	334,3%
Vendas fora do grupo	3.590.629	10.165.336	-64,7%
Total Comercialização	3.892.010	10.234.738	-62,0%
Tarifa Média (R\$/MWh)	219,6	126,4	73,7%

EDP COMERCIALIZAÇÃO:

A Receita Líquida foi de R\$ 0,9 bilhão, redução de 23,4%, decorrente da menor demanda de energia no mercado energia livre, apesar da recente recuperação de alguns setores específicos, como o industrial e o comercial. Cabe ressaltar que, durante o primeiro trimestre de 2020, a EDP Comercialização foi impactada positivamente por operações de venda de lastro que garantiram aumento da rentabilidade com baixo risco.

Os gastos não gerenciáveis reduziram 27,5%, refletindo a redução dos contratos bilaterais estabelecidos entre os agentes.

Tanto receita e custos tiveram seus impactos minimizados pelo reconhecimento, de forma integral, da marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia dos próximos 4 anos, conforme melhores práticas vigentes, gerando uma margem líquida de R\$ 46,6 milhões.

Os gastos gerenciáveis reduziram 63,3%, em decorrência da redução na rubrica de Provisões, devido ao estorno de PECLD, decorrente de renegociação estabelecido com clientes. O EBITDA foi de R\$ 61,6 milhões, aumento de R\$ 47,3 milhões.

SOLAR/SERVIÇOS:

A Receita Líquida foi de R\$ 18,2 milhões. Desde 2019, a EDP vem contratando um número cada vez maior de projetos de eficiência energética, além do investimento significativo em geração solar estimado para o ciclo de 2021-2025. Com os desdobramentos da pandemia, houveram paralisações em relação aos projetos contratados durante os meses de março a setembro. No entanto, desde os últimos meses do ano de 2020, com a recuperação gradual do comércio e da indústria e da reabertura das atividades econômicas, foram entregues 3 projetos de eficiência energética, além de 3 projetos solares.

Os gastos gerenciáveis foram de R\$ 15,9 milhões, reflexo do aumento na rubrica de Materiais, decorrente dos custos com materiais contabilizados na entrega dos projetos já mencionados.

3.4. TRANSMISSÃO

Itens em R\$ mil ou %	Transmissão Consolidado		
	1T21	1T20	Var
Receita Total	439.670	251.791	74,6%
Receita de Construção	276.249	162.706	69,8%
Margem Construção	61.355	(3.657)	n.d.
Outras Receitas	102.066	92.742	10,1%
Gastos Não Gerenciáveis	-	-	n.d.
Margem Bruta	163.421	89.085	83,4%
Gastos Gerenciáveis	(282.861)	(167.976)	68,4%
Total do PMSO	(6.414)	(5.221)	22,9%
Pessoal	(2.359)	(2.099)	12,4%
Material	127	(64)	n.d.
Serviços de Terceiros	(3.719)	(2.729)	36,3%
Provisões	-	(40)	-100,0%
Outros	(463)	(289)	60,2%
Custo com Construção	(276.249)	(162.706)	69,8%
EBITDA	157.007	83.864	87,2%
Margem EBITDA	96,1%	94,1%	2,1%

Receita Líquida Transmissão - 1T21							
	Transmissão	Transmissão MA I	Transmissão MA II	Transmissão Aliança SC	Transmissão SP - MG	Litoral Sul Transmissora	Total
Receita de construção	-	72.611	48	135.140	124.111	12.192	344.102
Atualização dos Ativos da concessão	2.797	17.905	5.154	43.346	45.743	3.682	118.627
Receita de Operação e Manutenção (O&M)	(8.250)	-	(8.118)	-	-	-	(16.368)
Outras receitas operacionais	-	-	-	-	-	-	-
PIS/COFINS	13.460	(8.373)	14.119	(16.510)	(15.712)	6.518	(6.498)
P&D	(50)	-	(74)	-	-	-	(124)
Outros encargos	(29)	-	(40)	-	-	-	(69)
Total	7.928	82.143	11.089	161.976	154.142	22.392	439.670

O lote 24 (entrada em operação em dezembro de 2018), o lote 11 (entrada em operação parcial em janeiro de 2020 e total em agosto de 2020) e o lote 7 (entrada em operação comercial em março de 2021) apresentaram RAP de R\$ 15,0 milhões e EBITDA regulatório de R\$ 12,1 milhões. Os demais lotes estão em fase de construção, com cronogramas antecipados frente as premissas adotadas no momento do leilão, com exceção do lote Q, adquirido no mercado secundário.

Os gastos gerenciáveis são concentrados na rubrica "Custo com Construção da Infraestrutura", refletindo o avanço dos projetos em andamento. Excluindo esse efeito, as principais rubricas que apresentaram aumentos foram Pessoal e Serviços de Terceiros, decorrente das entradas em operação e das manutenções e reparações dos sistemas elétricos.

Até o momento foram investidos R\$ 3,6 bilhões nos projetos de Transmissão, representando 83% de execução do CAPEX total.

	CAPEX' (R\$ milhões)
Lote 7	448
Lote 11	203
Lote 18	1.294
Lote 21	1.378
Lote 24	119
Lote Q	149
Total	3.591

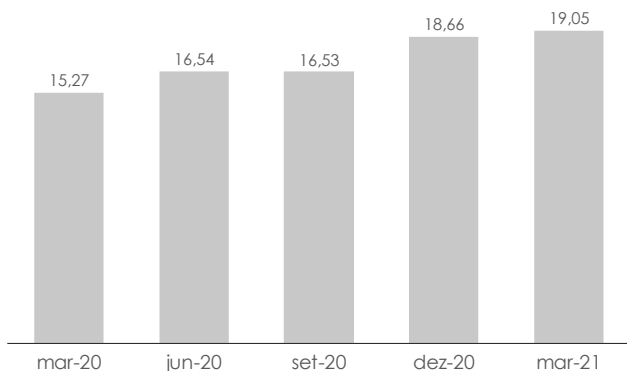
Variação do Imobilizado (R\$ mil)			
Linhas de Transmissão (Lote)	1T21	1T20	Var
Transmissão	(16)	119	n.d.
Transmissão MA I	23.352	17.085	36,7%
Transmissão MA II	32	21.115	-99,8%
Transmissão Aliança SC	121.834	60.535	101,3%
Transmissão SP-MG	106.996	58.108	84,1%
Litoral Sul Transmissora de Energia	24.051	5.744	318,7%
Total	276.249	162.706	69,8%

4. MERCADO DE CAPITAIS

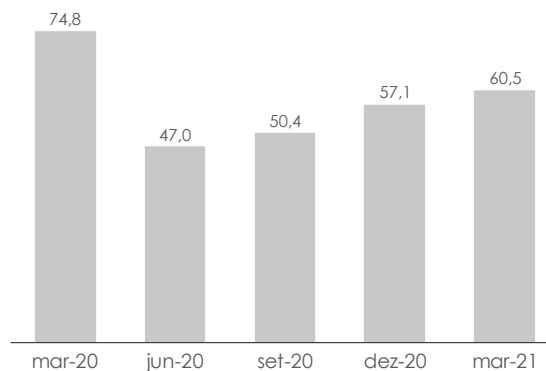
4.1. DESEMPENHO DAS AÇÕES

Em 31 de março, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 12,0 bilhões com as ações (ENBR3) cotadas a R\$ 19,79, valorização de 2,13% no trimestre, desempenho este superior ao Ibovespa (-2,0%) e ao IEE (-2,3%). As ações da EDP foram negociadas em todos os pregões, totalizando 190,2 milhões de ações no período, sendo a média diária de 3,2 milhões de ações. O volume financeiro totalizou R\$ 3,6 bilhões, com volume médio diário de R\$ 60,5 milhões.

Evolução da Cotação¹ (R\$)



Volume Médio Diário (R\$ milhões)



¹ Considera ajustes por proventos até 12/04/2021

4.2. CAPITAL SOCIAL

Em 31 de março, o capital social da Companhia era representado, na sua totalidade, por 606.850.394 ações ordinárias nominativas. Do total de ações, 262.166.506 encontravam-se em circulação, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3, e 25.146.481 ações encontram-se em tesouraria. A Companhia encerrou o programa de recompra de ações no dia 06 de abril, iniciado em 28 de agosto de 2020, totalizando a recompra de 24,2 milhões de ações.



KPMG Auditores Independentes
Rua Arquiteto Olavo Redig de Campos, 105, 6º andar - Torre A
04711-904 - São Paulo/SP - Brasil
Caixa Postal 79518 - CEP 04707-970 - São Paulo/SP - Brasil
Telefone +55 (11) 3940-1500
kpmg.com.br

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
EDP Energias do Brasil S.A.
São Paulo - SP

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, individuais e consolidadas, da EDP Energias do Brasil S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas de acordo com o CPC 21(R1) e a norma internacional IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 – Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 – Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.



Conclusão sobre as informações intermediárias individuais e consolidadas

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e a IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros Assuntos - Demonstrações do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IAS 34. Essas demonstrações foram submetidas a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se elas estão conciliadas com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essas demonstrações do valor adicionado não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

São Paulo, 12 de maio de 2021

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP014428/O-6

Daniel Aparecido da Silva Fukumori
Contador CRC 1SP245014/O-2