

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM
 (Em milhares de reais)



	Nota	31/12/2020	31/12/2019
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	469.267	422.018
Consumidores e concessionárias	6	1.105.254	1.054.696
Ativos financeiros setoriais	7	93.072	95.384
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	8	15.802	11.129
Outros tributos compensáveis	8	337.845	341.307
Cauções e depósitos vinculados	11	197	229
Outros créditos	12	107.274	76.653
Total do Ativo Circulante		2.128.711	2.001.416
Não circulante			
Títulos a receber			
Consumidores e concessionárias	6	12.443	7.663
Ativos financeiros setoriais	7	196.943	54.492
Ativos da concessão	13.3	285.113	236.862
Ativo financeiro indenizável	13.1	1.428.130	1.211.586
Outros tributos compensáveis	8	794.189	804.547
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	9	225.914	192.500
Cauções e depósitos vinculados	11	126.892	114.847
Outros créditos	12	9.838	12.288
		3.079.462	2.634.785
Propriedades para investimentos		1.003	1.161
Imobilizado	12.5	58.410	33.198
Intangível	13.2	829.768	843.093
		889.181	877.452
Total do Ativo Não circulante		3.968.643	3.512.237
TOTAL DO ATIVO		6.097.354	5.513.653
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	14	596.358	579.263
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	8	9.022	4.345
Outros tributos a recolher	8	203.740	186.199
Dividendos	15	93.569	83.061
Debêntures	16	179.772	176.855
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	602.114	84.297
Benefícios pós-emprego	18	7.760	8.580
Encargos setoriais	19	35.302	31.764
Provisões	20	7.067	6.313
Passivos financeiros setoriais	7	433.852	
Outras contas a pagar	12	155.032	105.451
Total do Passivo Circulante		2.323.588	1.266.128
Não circulante			
Outros tributos a recolher	8	166.421	181.905
PIS e COFINS diferidos	9	879	813
Debêntures	16	498.922	654.885
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	508.776	533.791
Benefícios pós-emprego	18	226.346	150.978
Encargos setoriais	19		2.427
Provisões	20	198.322	182.924
Passivos financeiros setoriais	7	1.112.545	1.247.873
Outras contas a pagar	12	73.592	48.441
Total do Passivo Não circulante		2.785.803	3.004.037
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	596.669	596.669
Reservas de capital	21.3	77.687	77.687
Reservas de lucros	21.3	529.598	734.168
Outros resultados abrangentes	21.3.3	(215.991)	(165.036)
Total do Patrimônio líquido		987.963	1.243.488
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		6.097.354	5.513.653

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	<u>Nota</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Receitas	22	4.668.637	4.403.520
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(3.142.846)	(2.932.478)
Custo de operação		(366.788)	(372.540)
Custo do serviço prestado a terceiros		(367.834)	(329.177)
		<u>(3.877.468)</u>	<u>(3.634.195)</u>
Lucro bruto		<u>791.169</u>	<u>769.325</u>
Despesas e Receitas operacionais	23		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(80.301)	(57.114)
Despesas gerais e administrativas		(152.055)	(156.326)
Outras despesas		(56.530)	(62.058)
		<u>(288.886)</u>	<u>(275.498)</u>
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		<u>502.283</u>	<u>493.827</u>
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		201.140	336.613
Despesas financeiras		(175.715)	(399.020)
		<u>25.425</u>	<u>(62.407)</u>
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		<u>527.708</u>	<u>431.420</u>
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(160.598)	(93.769)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		7.164	5.452
		<u>(153.434)</u>	<u>(88.317)</u>
Lucro líquido do exercício		<u>374.274</u>	<u>343.103</u>
Resultado por ação atribuível aos acionistas	26		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		0,00957	0,00878

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Lucro líquido do exercício	374.274	343.103
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(77.205)	(101.376)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	26.250	34.468
	<u>(50.955)</u>	<u>(66.908)</u>
Resultado abrangente do exercício	<u>323.319</u>	<u>276.195</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(Em milhares de reais)



	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2018	596.669	77.687	621.181	(98.128)	-	1.197.409
Dividendo adicional aprovado - AGO de 30/04/2019			(136.524)			(136.524)
Lucro líquido do exercício					343.103	343.103
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			10.859		(10.859)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(70.208)	(70.208)
Dividendos complementares					(23.384)	(23.384)
Lucro do exercício a deliberar			238.652		(238.652)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(101.376)		(101.376)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				34.468		34.468
Saldos em 31 de dezembro de 2019	596.669	77.687	734.168	(165.036)	-	1.243.488
Saldos em 31 de dezembro de 2019	596.669	77.687	734.168	(165.036)	-	1.243.488
Dividendo adicional aprovado - AGO de 30/04/2020			(238.652)			(238.652)
Dividendos extraordinários - AGE de 27/10/2020			(238.348)			(238.348)
Lucro líquido do exercício					374.274	374.274
Destinação do lucro						
Dividendos intermediários (JSCP)					(55.172)	(55.172)
Dividendos complementares					(46.672)	(46.672)
Lucro do exercício a deliberar			272.430		(272.430)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(77.205)		(77.205)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				26.250		26.250
Saldos em 31 de dezembro de 2020	596.669	77.687	529.598	(215.991)	-	987.963

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	Nota	2020	2019
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		527.708	431.420
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		80.301	57.114
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(56.448)	(135.811)
Depreciações e amortizações		121.938	116.726
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados		(6.395)	
Ativos e passivos financeiros setoriais		24.551	223.641
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		(51.101)	3.455
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos		101.269	108.632
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		4.974	3.859
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		32.301	45.453
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		18.546	32.931
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(3.605)	(5.317)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(45.863)	(224.097)
Outros		6.025	1.736
		754.201	659.742
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(135.477)	(58.968)
Ativos financeiros setoriais		(125.948)	221.090
Imposto de renda e contribuição social a compensar		210.492	422.054
Outros tributos compensáveis		13.820	(1.025.142)
Cauções e depósitos vinculados		(8.408)	2.729
Outros ativos operacionais		(35.331)	(17.815)
		(80.852)	(456.052)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		66.254	76.829
Passivos financeiros setoriais		259.782	855.107
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(164.197)	(110.121)
Outros tributos a recolher		2.057	(30.306)
Benefícios pós-emprego		(7.631)	(7.373)
Encargos setoriais		(17.435)	(68.953)
Provisões		(18.569)	(20.826)
Outros passivos operacionais		87.491	43.606
		207.752	737.963
Caixa proveniente das atividades operacionais			
		881.101	941.653
Imposto de renda e contribuição social pagos		(159.960)	(126.435)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais			
		721.141	815.218
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições aos Ativos da concessão		(336.627)	(325.807)
Adições ao Imobilizado e Intangível		(2.674)	
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento			
		(339.301)	(325.807)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(560.060)	(192.874)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		464.821	525.641
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures		(186.291)	(454.043)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos		(43.283)	(90.821)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(9.778)	(7.050)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	28.1	(334.591)	(219.147)
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa			
		47.249	270.264
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		469.267	422.018
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		422.018	151.754
		47.249	270.264

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	2020	2019
Geração do valor adicionado	7.260.735	6.626.513
Receita operacional	6.907.490	6.208.317
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(80.301)	(57.114)
Receita de construção	367.321	328.973
Atualização do Ativo financeiro indenizável	56.448	135.811
Outras receitas	9.777	10.526
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(4.113.205)	(3.865.296)
Custos da energia comprada	(2.867.051)	(2.694.254)
Encargos de uso da rede elétrica	(577.107)	(521.853)
Materiais	(17.652)	(18.099)
Serviços de terceiros	(165.465)	(176.425)
Custo com construção da infraestrutura	(367.321)	(328.973)
Outros custos operacionais	(118.609)	(125.692)
Valor adicionado bruto	3.147.530	2.761.217
Retenções		
Depreciações e amortizações	(131.421)	(125.067)
Valor adicionado líquido produzido	3.016.109	2.636.150
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	208.355	345.184
Valor adicionado total a distribuir	3.224.464	2.981.334
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	109.128	103.388
Benefícios	41.103	48.496
FGTS	8.061	6.316
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	1.124.422	556.419
Estaduais	1.379.560	1.510.958
Municipais	7.869	7.736
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	178.955	402.186
Aluguéis	1.092	2.732
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	55.172	70.208
Dividendos	46.672	23.384
	2.952.034	2.731.823
Lucros retidos	272.430	249.511
	3.224.464	2.981.334

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 Contexto operacional

A EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (Companhia ou EDP São Paulo), é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de São Paulo - SP. A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto do Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte. As atividades da Companhia são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2 Concessão

As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:

Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato, se for necessário, para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pela Companhia.

Companhia: manter permanentemente atualizado o cadastro dos bens e das instalações; manter equipamentos em perfeitas condições de funcionamento e ter as condições técnicas para assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços; cobrar pelo fornecimento e pelo suprimento de energia elétrica as tarifas homologadas pela Concedente; e efetuar os investimentos necessários para garantir a prestação do serviço.

3 Base de preparação

3.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia estão preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas pelas Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por Resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e estão em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB 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 demonstrações financeiras.

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que ela possui recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

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

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 22 de janeiro de 2021. Após esta data, as alterações somente poderão ser efetuadas pelo Conselho de Administração.

3.2 Práticas contábeis

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

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras 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 27.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial (Nota 18).

3.4 Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia se baseie 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 revisa 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 3.6.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.6); Determinação do fornecimento não faturado (Nota 6); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Notas 6 e 14); Determinação da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 6.4); Apuração dos ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 9); Apuração do ativo financeiro indenizável (Nota 13.1); Determinação dos déficits/superávits relacionados aos planos de benefícios pós-emprego (Nota 18); Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias (Nota 20.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 27.1.2.1).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.6 Redução ao valor recuperável

A Administração da Companhia revisa 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 é revertida caso tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo, sendo a mesma também reconhecida no resultado.

Ativos financeiros e contratuais

São avaliados no reconhecimento inicial com base em estudo de perdas esperadas, quando aplicável, 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 financeiro e que, eventualmente, tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento. Atualmente, a rubrica que apresenta saldos de redução ao valor recuperável é a de Consumidores e concessionárias e, para mais informações sobre os critérios e premissas, vide nota 6.4.

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 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.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, após proceder com esta avaliação dos ativos não financeiros, a Administração da Companhia concluiu, após avaliar os indicadores internos e externos, que não foram identificados fatores de desvalorização dos seus ativos e, por este motivo, não efetuou o teste de *impairment*.

Adicionalmente, em relação ao acima destacado, a Administração da Companhia analisou o risco de continuidade operacional, tendo levado em consideração substancialmente 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, como mencionado na nota 3.1, que não houve mudança na integridade da continuidade operacional da Companhia.

3.7 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

Mantendo o processo permanente de revisão das normas de contabilidade o *International Accounting Standards Board* (IASB) e, conseqüentemente, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) emitiram novas normas e revisões às normas já existentes. Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo IASB e pelo CPC estão demonstrados a seguir:

3.7.1 Alterações em pronunciamentos contábeis homologados pelo CPC

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro (<i>Conceptual Framework</i>)	Apresenta novos conceitos acerca da apresentação, mensuração e divulgação	<i>Conceptual Framework</i>	Estrutura Conceitual	10/12/2019
CPC 15 - Combinação de Negócios	Estabelece novos requerimentos para determinar se uma transação deve ser reconhecida como uma aquisição de negócio ou como uma aquisição de ativos	IFRS 3	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 48 - Instrumentos Financeiros; CPC 40 - Instrumentos Financeiros – Evidenciação; e CPC 38 - Instrumentos Financeiros – Reconhecimento e Mensuração	Inclusão de exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de hedge para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR)	IFRS 9 / IFRS 7 e IAS 39	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis; e CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erros	Altera a definição de "material", estabelecendo que uma informação é material se a sua omissão, distorção ou obscuridade puder influenciar razoavelmente a tomada de decisão dos usuários das demonstrações contábeis	IAS 1 e IAS 8	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Requerimentos com o objetivo de facilitar para os arrendatários a contabilização de eventuais concessões obtidas nos contratos em decorrência da COVID-19, tais como perdão, suspensão ou mesmo reduções temporárias de pagamentos	IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2020
OCPC 09 – Relato integrado	Melhoria da qualidade da informação disponível aos investidores e demais <i>stakeholders</i> ; a promoção de uma abordagem mais coesa e eficiente do relato corporativo; e, entre outros	N/A	Orientação	01/01/2021

3.7.2 Normativos emitidos pelo IASB e ainda não homologados pelo CPC

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
CPC 48 - Instrumentos Financeiros, CPC 08 - Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários; CPC 40 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação; CPC 11 - Contratos de Seguro; e CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR)	IFRS 9 / IAS 39 / IFRS 7 / IFRS 4 e IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2021
CPC 25: Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	Especificação de quais custos uma empresa deve incluir ao avaliar se um contrato é oneroso. Os custos diretamente relacionados ao cumprimento do contrato devem ser considerados nas premissas de fluxo de caixa (Ex.: Custo de mão-de-obra, materiais e outros gastos ligados à operação do contrato)	IAS 37	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 27 - Ativo Imobilizado	Permite o reconhecimento de receita e custos dos valores relacionados com a venda de itens produzidos durante a fase de testes do ativo	IAS 16	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 50 – Contratos de seguro	Fornecer uma base para os usuários das demonstrações contábeis avaliarem o efeito que os contratos de seguros têm na posição financeira, no desempenho financeiro e nos fluxos de caixa da entidade	IFRS 17	Pronunciamento	N/A

As alterações que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2020 não produziram impactos relevantes nestas demonstrações financeiras. Em relação aos normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercícios futuros, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

4 Eventos significativos no exercício

4.1 Captações e liberações de recursos

Durante o exercício de 2020 a Companhia obteve os seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Nota Promissória - 6ª Emissão	abr/20	mar/21	350.000	CDI + 3,0% a.a.	Capital de Giro
Nota Promissória - 7ª Emissão	abr/20	abr/21	120.000	CDI + 3,0% a.a.	Capital de Giro
			<u>470.000</u>		

Para mais informações sobre os recursos recebidos acima, vide nota 17.

4.2 Reajuste Tarifário Anual 2020

Em 20 de outubro de 2020, por meio da Resolução Homologatória nº 2.790, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado à Companhia a partir de 23 de outubro de 2020.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 4,82%, sendo 6,52% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 3,92% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Durante o processo de reajuste tarifário, a ANEEL atualiza os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela "B"), enquanto os custos não gerenciáveis (Parcela "A") e os itens financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e da projeção para os doze meses subsequentes. A Parcela "B" foi ajustada em 21%, resultando em um saldo atualizado de R\$1.197.947, frente a parcela B homologada em 2019. O IGP-M apurado para o período tarifário foi de 17,94% e o Fator X de 0,55%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 0,96%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de -0,00% e "Q" (incentivo à qualidade) de -0,41%.

O ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo foi de - R\$111.427 e referiam-se às diferenças entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário de 2019 a 2020, como também determina os itens financeiros.

A reversão de R\$355,81 milhões (Nota 4.3.1.9) como componente financeiro negativo tratou-se de recursos relativos ao Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, atualizado monetariamente, que regulamentou a criação da Conta-covid destinada ao setor elétrico para o enfrentamento do estado de calamidade pública atinente à COVID-19.

4.3 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.

4.3.1 Medidas de Assistência Governamental

4.3.1.1 Resolução Normativa ANEEL nº 878

Em 24 de março de 2020, foi publicada a Resolução Normativa nº878 pela ANEEL, com medidas que visam 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 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 rural e baixa renda (Nota 4.3.4.1).

Em 15 de junho de 2020, a ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 886 prorrogou os dispositivos da Resolução Normativa nº 878 até 31 de julho de 2020.

Em 21 de julho de 2020, a ANEEL aprovou a revisão da Resolução Normativa nº 878/2020, 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.

4.3.1.2 Standstill - Medida emergencial BNDES

O BNDES aprovou em março de 2020, em caráter emergencial, medidas socioeconômicas de execução imediata que tiveram por objetivo ajudar a mitigar os efeitos da COVID-19 no Brasil. Uma das medidas foi a possibilidade de concessão da suspensão temporária por prazo de até seis meses de amortizações de empréstimos contratados junto ao BNDES, nas modalidades direta e indireta às empresas afetadas pela crise – medida conhecida no mercado como *standstill*. Em 13 de abril de 2020, foi concedida a autorização para a suspensão temporária do pagamento dos financiamentos do BNDES da Companhia, no período de abril a setembro de 2020. Em outubro de 2020 os pagamentos voltaram a ser efetuados pela Companhia.

4.3.1.3 Portarias nº 139 e nº 245

As respectivas portarias de 3 de abril e 15 de junho de 2020, prorrogaram o prazo para o recolhimento de tributos federais e contribuição previdenciária patronal devida pelas empresas e pelo empregador doméstico, na situação que especifica em decorrência da COVID-19. Os prazos de recolhimento da contribuição para o PIS, COFINS e INSS patronal, relativos às competências março, abril e maio de 2020, foram postergados para os mesmos prazos de vencimento das contribuições devidas nas competências de julho, setembro e outubro de 2020, respectivamente.

4.3.1.4 Medida Provisória nº 950

Em 08 de abril de 2020, foi assinada a Medida Provisória nº 950 que dispõe sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da COVID-19. A referida legislação prevê, no cálculo da Tarifa Social de Energia Elétrica, criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, desconto de 100%, no período de 1º de abril a 30 de junho de 2020, para os consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda, relativo a parcela do consumo de energia elétrica inferior ou igual a 220kWh/mês. Estabelece, como objetivo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, prover recursos, exclusivamente por meio de encargo tarifário, e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos da COVID-19 no setor elétrico decorrentes do estado de calamidade pública, reconhecida na forma prevista no art. 65 da Lei Complementar nº 101, de 2000, para atender às distribuidoras de energia elétrica. Autoriza, ainda, a União a destinar recursos para a CDE, limitado a R\$900.000, para cobertura dos descontos tarifários criados, relativos à tarifa de fornecimento de energia elétrica dos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A Companhia foi ressarcida dos descontos tarifários da Tarifa Social de Energia Elétrica aplicados no período de vigência da Medida Provisória, no montante médio mensal de R\$7.000 por meio da subvenção da CDE.

4.3.1.5 Despacho ANEEL nº 986

O Despacho ANEEL nº 986 de 08 de abril de 2020, determinou à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE o repasse aos agentes detentores de consumo do valor de R\$2,022 bilhões, relativo aos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. A ação visa reforçar a liquidez do setor elétrico em meio ao cenário da COVID-19. Sendo assim, a Companhia recebeu o montante de R\$32.099.

4.3.1.6 Convênio ICMS nº 42

Em 16 de abril de 2020 foi assinado o Convênio ICMS nº 42, que autoriza os Estados durante o período da emergência de saúde pública decorrente de pandemia de COVID-19, a conceder isenção de ICMS relativo à parcela da subvenção da tarifa de energia elétrica nos termos das Leis nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, de acordo com a redação da Medida Provisória nº 950, de 08 de abril de 2020. Nesse sentido, ficam os Estados, no período de 1º de abril a 30 de junho de 2020, autorizados a conceder isenção do ICMS relativo à parcela da subvenção da tarifa de energia elétrica, no respectivo fornecimento a consumidores enquadrados na "subclasse Residencial de Baixa Renda", de acordo com a redação da Medida Provisória nº 950, de 08 de abril de 2020, e as condições fixadas nas Resoluções da ANEEL, em especial a Resolução nº 414 de 9 de setembro de 2010. O Decreto nº 4633-R de 16 de abril de 2020, publicado pelo Estado do Espírito Santo, ratificou as tratativas estabelecidas pelo Convênio.

4.3.1.7 Despacho ANEEL nº 1.106

O Despacho ANEEL nº1.106 de 20 de abril de 2020, determinou que a Parcela de Ajuste da RAP referente ao ciclo tarifário das transmissoras 2020/2021, fosse antecipada na forma de desconto no pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), dos consumidores e distribuidoras acessantes da Rede Básica para o período de abril a junho de 2020. Segundo estimativas da ANEEL, havia um superávit de arrecadação na Rede Básica no período de junho de 2019 a junho de 2020, da ordem de R\$500.000, que formaria posteriormente na Parcela de Ajuste das Tarifas de Transmissão do ciclo 2020/2021. No entanto, a ANEEL decidiu por antecipar esses montantes, tendo na Companhia um abatimento médio mensal de R\$4.207, durante o período de três meses mencionado.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



4.3.1.8 Despachos ANEEL nº 1.511 e nº 3.363

Em 26 de maio de 2020, a ANEEL decidiu manter a bandeira verde acionada até 31 de dezembro de 2020, por meio do Despacho nº 1.511. Trata-se de medida emergencial da Agência para aliviar a conta de luz dos consumidores e auxiliar o setor elétrico em meio ao cenário de pandemia da COVID-19. De acordo com análise dos técnicos da ANEEL, que também levou em conta as contribuições à consulta pública, o cenário de redução de carga e as perspectivas de geração de energia tornam possível o acionamento da bandeira verde nos próximos meses. Além disso, os custos cobertos pelas Bandeiras Tarifárias foram contemplados na Conta-covid (Nota 4.3.1.9), com o objetivo de aliviar os impactos da atual crise no setor elétrico. O Despacho nº 1.511 foi revogado e, por meio do Despacho nº 3.363 em 30 de novembro de 2020, foi fixada a bandeira tarifária Vermelha Patamar 2 com vigência no mês de dezembro de 2020.

4.3.1.9 Resolução Normativa ANEEL nº 885 - Conta-covid

Em 23 de junho de 2020, a Resolução Normativa ANEEL nº 885, aprovou a regulamentação do Decreto nº 10.350/2020 da Conta-covid. A conta foi instituída pela Medida Provisória nº 950/20, 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 pela Companhia foi de R\$354.288, 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 à Companhia através de operação financeira sob coordenação da CCEE em 31 de julho de 2020, incorporados como componente financeiro negativo na base do Reajuste Tarifário Anual, cuja contribuição para amenizar o efeito para os consumidores foi de -8,50% (Notas 4.2 e 7.1).

4.3.2 Medidas implementadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil

A Administração da Companhia e sua controladora vem aplicando ações a fim de assegurar a segurança de seus colaboradores. A implementação destas ações está alinhada com as orientações da OMS, do Ministério da Saúde e das entidades oficiais de saúde nos diferentes países onde o Grupo atua.

A Administração da EDP - Energias do Brasil criou um Comitê de Gestão de Crise com profissionais de diferentes áreas que implementou ações importantes para a segurança de todos, entre as quais: (i) escritórios administrativos estão em regime de trabalho home office; (ii) eletricitistas que trabalham em campo foram descentralizados em diversas bases operacionais ao longo da área de concessão da EDP em São Paulo e no Espírito Santo e realizam escalas diferenciadas de horários, além de reuniões e orientações por canais remotos; (iii) distribuição de máscaras para todos os colaboradores; (iv) antecipação da vacinação contra a gripe H1N1 para todos os colaboradores; (v) todas as viagens internacionais foram canceladas e as nacionais reduzidas ao mínimo indispensável; e (vi) comunicação interna periódica sobre o tema, por meio de newsletters, publicações na intranet e nos murais digitais internos.

As agências de atendimento presencial da Companhia reabriram a partir de 3 de agosto de 2020. Essa medida buscou evitar a aglomeração de pessoas e prevenir a disseminação da COVID-19. Neste período, todos os serviços e solicitações foram realizados de forma rápida e segura pela internet, aplicativo EDP Online ou pelo Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC).

Todas as medidas têm como principal objetivo assegurar a segurança dos colaboradores e de toda a população e garantir a qualidade e continuidade do fornecimento de energia, indispensável neste momento de crise.

4.3.3 Medidas adotadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil em auxílio à sociedade

O Grupo EDP - Energias do Brasil, comprometida com seus colaboradores, clientes e população, acompanha continuamente a evolução do cenário referente a COVID-19 e está à frente de diversas iniciativas sociais, como: (i) doação de R\$6 milhões à organização social Comunitas para a compra de respiradores hospitalares, equipamentos essenciais para a sobrevivência e recuperação de pacientes graves da COVID-19, em São Paulo; (ii) destinação de R\$2,6 milhões de recursos próprios, ao lado da EDP Renováveis para apoiar iniciativas voltadas ao enfrentamento da COVID-19 em comunidades carentes de todo o Brasil; (iii) doação de R\$1 milhão para o estado do Espírito Santo, para compra de insumos de proteção individual, equipamentos e medicamentos para a Santa Casa de Misericórdia de Cachoeiro do Itapemirim; e (iv) doação de R\$130 mil em insumos hospitalares para Secretaria da Saúde do Ceará.

4.3.4 Impacto nas demonstrações financeiras

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

4.3.4.1 Vedação da suspensão do fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras

Conforme mencionado na nota 4.3.1.1, a Companhia, a partir de 1º de agosto teve parte da vedação sendo retomada, para tanto, a avaliação de perdas esperadas na Companhia efetuada anterior à COVID-19, com base no comportamento histórico da carteira de clientes, considerando individualmente as classes de tensão ajustada por previsões de condições econômicas futuras foi revisitada no período. Para tanto efetuou análise da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD e as premissas consideradas estão demonstradas na nota 6.4.

4.3.4.2 Sobrecontratação de energia

Com o cenário de pandemia decorrente da COVID-19, existe uma excepcional redução no mercado de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2020, 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 a ser aplicada, a Administração da Companhia estima que estes impactos da sobrecontratação involuntários devida à queda da carga em decorrência da pandemia estará em R\$22.712. No exercício, o impacto é de R\$15.326 (Nota 27.2.2.1).

4.3.4.3 Valor Justo de Ativos e Passivos Financeiros

No exercício a divulgação do MTM (*Mark-to-Market*) dos ativos e passivos financeiros, que deve refletir as condições e taxas atuais de mercado foi revisado, sem impactos relevantes, e está demonstrado na nota 27.1.1.

4.3.4.4 Benefício Pós-Emprego (BPE)

A Administração da Companhia efetuou avaliação buscando identificar o comportamento das taxas de desconto que são base para o cálculo de Benefícios Pós-Emprego (títulos públicos da modalidade Tesouro, IPCA) no exercício e entendeu que ocorreram impactos da COVID-19 nas mesmas, estando, portanto, os efeitos do recálculo do passivo demonstrados na nota 18.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Bancos conta movimento		75.913	217.204
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	393.231	204.593
Fundos de investimento	5.2	123	221
		<u>393.354</u>	<u>204.814</u>
Total		<u>469.267</u>	<u>422.018</u>

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 da Companhia a riscos de taxas de juros, de crédito, e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 27.

5.1 Certificados de Depósitos Bancários - CDB

As aplicações financeiras em CDBs estão remuneradas a taxas que variam entre 99,50% e 103,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

5.2 Fundos de investimento

A partir de janeiro de 2018 a Companhia constituiu 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 exercício é equivalente a 55,48% do CDI.

6 Consumidores e concessionárias

	Nota	Valores Correntes					PECLD (Nota 6.4)	Valores Renegociados				Saldo líquido em 31/12/2020	Saldo líquido em 31/12/2019	
		A Vencer	Vencidos			A Vencer		Vencidos		PECLD (Nota 6.4)				
		Até 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	6.1													
Fornecimento faturado														
Residencial		174.990	154.459	22.430	37.468	160.319	(158.519)	12.852	21.388	8.739	39.616	(46.687)	427.055	372.708
Industrial		103.596	12.381	3.023	5.182	35.476	(36.532)	1.430	2.409	609	4.227	(3.196)	128.605	115.471
Comércio, serviços e outras atividades		99.551	27.919	4.018	13.181	55.018	(47.190)	3.789	5.378	2.094	10.815	(11.772)	162.801	159.648
Rural		9.904	671	68	217	795	(736)	207	45	34	125	(46)	11.284	11.324
Poder público														
Federal		4.484	743	3	15	111		1			26		5.383	4.882
Estadual		3.615	145	50	17	184		3		1	50		4.065	4.588
Municipal		6.515	2.149	899	2.039	2.651		108	411	131	157	(1)	15.059	24.805
Iluminação pública		11.765	3.216	2.149	2.389	6.314		183	149	236	2.604	(1)	29.004	28.968
Serviço público		20.319	631	142	120	413		10		2	1		21.638	24.547
Serviços cobráveis		241	1.236	221	800	2.331	(2.240)						2.589	2.273
Fornecimento não faturado		231.163					(1.617)						229.546	235.066
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(3.007)											(3.007)	(4.503)
Outros créditos		483	28	64	80	622							1.277	1.105
		<u>663.619</u>	<u>203.578</u>	<u>33.067</u>	<u>61.508</u>	<u>264.234</u>	<u>(246.834)</u>	<u>18.583</u>	<u>29.780</u>	<u>11.846</u>	<u>57.621</u>	<u>(61.703)</u>	<u>1.035.299</u>	<u>980.882</u>
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica	6.2	16.852	544	458		69		507					18.430	28.825
Energia de curto prazo	22.2	10.963											10.963	3.419
Encargos de uso da rede elétrica		2.042	370	580	267	826							4.085	3.467
Outros créditos		36.477											36.477	38.103
		<u>66.334</u>	<u>914</u>	<u>1.038</u>	<u>267</u>	<u>895</u>	<u>-</u>	<u>507</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>69.955</u>	<u>73.814</u>
Total Circulante		<u>729.953</u>	<u>204.492</u>	<u>34.105</u>	<u>61.775</u>	<u>265.129</u>	<u>(246.834)</u>	<u>19.090</u>	<u>29.780</u>	<u>11.846</u>	<u>57.621</u>	<u>(61.703)</u>	<u>1.105.254</u>	<u>1.054.696</u>

	Nota	Correntes a vencer	Corrente vencida	Renegociados a vencer		Saldo líquido em 31/12/2020	Saldo líquido em 31/12/2019	
		Mais de 60 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.4)	Mais de 360 dias			PECLD (Nota 6.4)
Não circulante								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Residencial					6.192	(2.797)	3.395	1.478
Industrial			4.290	(2.520)	626	(93)	2.303	2.804
Comércio, serviços e outras atividades			18	(18)	5.901	(2.491)	3.410	889
Rural					5	(1)	4	1
Poder público								
Federal							-	1.443
Municipal					2.235		2.235	-
Iluminação pública					214		214	329
(-) Ajuste a valor presente	6.3				(28)		(28)	(190)
		<u>-</u>	<u>4.308</u>	<u>(2.538)</u>	<u>15.145</u>	<u>(5.382)</u>	<u>11.533</u>	<u>6.754</u>
Concessionárias								
Outros créditos		1.029		(119)			910	909
		<u>1.029</u>	<u>-</u>	<u>(119)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>910</u>	<u>909</u>
Total Não circulante		<u>1.029</u>	<u>4.308</u>	<u>(2.657)</u>	<u>15.145</u>	<u>(5.382)</u>	<u>12.443</u>	<u>7.663</u>

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Os saldos de Consumidores e concessionárias 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 impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia.

O saldo de Concessionárias refere-se à: (i) concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e (ii) valores a receber relativos à energia comercializada e encargos na CCEE.

O prazo mínimo para o vencimento das faturas junto aos Consumidores das classes residencial, industrial, rural e comercial é de 5 dias úteis. 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.

6.1 Consumidores

O aumento observado deve-se substancialmente a classe residencial, onde ocorreu expansão do número de clientes em 2020 decorrente principalmente das medidas de isolamento social, incentivadas como medidas de prevenção da COVID-19 (Nota 4.3), principalmente no segundo semestre do exercício, que influenciaram a população a se manterem em suas casas, resultando no aumento do consumo da classe.

6.2 Suprimento de energia elétrica

A redução no montante de R\$10.395 refere-se principalmente aos contratos associados ao Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE que não apresentaram renovação no exercício de 2020.

6.3 Ajuste a valor presente

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 da Companhia. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 a taxa corresponde a 12,26% a.a., afetando positivamente o resultado do exercício em R\$162 (R\$571 em 2019) (Nota 24).

6.4 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

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.

	PECLD esperada		Revisão de risco (*)		Saldo em 31/12/2020
	Saldo em 31/12/2019	Para os próximos 12 meses	PECLD	Resultado de perdas	
Consumidores					
Residencial	(158.029)	(36.875)	(19.503)	6.404	(208.003)
Industrial	(35.662)	(5.251)	(3.431)	2.003	(42.341)
Comércio, serviços e outras atividades	(47.262)	(9.531)	(4.819)	141	(61.471)
Rural	(608)	(92)	(81)	(2)	(783)
Poder público	-	-	190	(191)	(1)
Iluminação pública	-	-	(1)	-	(1)
Serviços Cobráveis	(1.511)	-	(729)	-	(2.240)
Não faturado	(1.497)	(120)	-	-	(1.617)
	<u>(244.569)</u>	<u>(51.869)</u>	<u>(28.374)</u>	<u>8.355</u>	<u>(316.457)</u>
Concessionárias					
Total	(229)	-	110	-	(119)
	<u>(244.798)</u>	<u>(51.869)</u>	<u>(28.264)</u>	<u>8.355</u>	<u>(316.576)</u>
Circulante	(236.623)	-	-	-	(308.537)
Não circulante	(8.175)	-	-	-	(8.039)
Total	<u>(244.798)</u>				<u>(316.576)</u>

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

Com base nos estudos realizados pela Companhia, segue abaixo os percentuais de perdas esperadas, segregadas por classe de consumo, aplicados quando do reconhecimento inicial dos recebíveis:

	PECLD esperada									
	31/12/2020					31/12/2019				
	Consumo regular		Consumo irregular			Consumo regular		Consumo irregular		
	Clientes ativos	Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes
Clientes ativos	Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes	
Clientes ativos	Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes	
Clientes ativos	Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes	
Clientes ativos	Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes	
Clientes ativos	Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes	
Clientes ativos	Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes		Clientes ativos		Demais clientes	
Consumidores										
Residencial	1,09%	n/a	17,32%	n/a	40,50%	n/a	0,83%	n/a	26,69%	n/a
Industrial	1,86%	0,66%	9,93%	23,68%	21,73%	25,93%	1,30%	0,43%	29,15%	37,39%
Comércio, Serviços e Outras Ativ	0,84%	0,46%	24,25%	n/a	15,25%	n/a	0,61%	0,40%	17,92%	n/a
Rural	0,35%	0,03%	14,62%	n/a	41,59%	n/a	0,28%	0,02%	20,67%	n/a
Poder Público	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Iluminação Pública	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	n/a	n/a	n/a	n/a

Apesar da Resolução Normativa da ANEEL nº 878 (Nota 4.3.1.1) que estendeu até julho, 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 a Companhia (Nota 4.3.4.1), 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 cenário de 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.

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 27.2.4.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



7 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2019	Apropriação	Amortização (I)	Atualização monetária	Recebimento Conta-covid (viii) (Nota 4.3.1.9)	Transferên- cia	Saldo em 31/12/2020	Valores em amortização		Valores em constituição				Indetermina- do (**)	
								Circulante	Não circulante	IRT (*) 2020	IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	IRT (*) 2023		
CVA															
Compra de energia (ii)	50.217	(8.671)	(103.430)	1.578	(61.525)	136.549	14.718	(21.461)	36.179	(45.669)	96.832	(36.445)			
Custo da Energia de Itaipu (iii)	146.257	321.640	(90.560)	4.115	(264.816)	(4)	116.632	27.323	89.309	(2.448)	119.080				
PROINFA	12.733	(10.977)	(13.152)	22	10.512	(130)	(992)	(2.278)	1.286	(2.707)	1.715				
Transporte Rede Básica	26.792	48.966	(5.216)	821	(23.071)	(496)	47.796	19.388	28.408	9.918	37.878				
Transporte de Energia - Itaipu	7.920	11.147	(4.864)	203	(8.832)	(371)	5.203	1.640	3.563	453	4.750				
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (iv)	(115.239)	(61.228)	67.224	(1.808)	136.843	5.187	30.979	15.141	15.838	9.861	21.118				
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (v)	(6.679)	120.496	(37.608)	814	(50.696)	(1.446)	24.881	18.915	5.966	16.926	7.955				
	122.001	421.373	(187.606)	5.745	(261.585)	139.289	239.217	58.668	180.549	(13.666)	289.328	(36.445)	-		-
Itens financeiros															
Sobrecontratação de energia (vi)	870	31.133	19.188	(3.076)	(65.293)		(17.178)	(40.634)	23.456	(48.452)	31.274				
Neutralidade da Parcela A	(987)	16.908	(1.437)	69	(27.410)		(12.857)	420	(13.277)	6.621	(24.806)	5.328			
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(209.666)	(37.669)	48.704	(6.799)			(205.430)	(39.385)	(166.045)	(39.385)	(70.077)	(47.984)	(47.984)		
Previsão de Risco Hidrológico - Antecipação (vii)	-	(199.175)	148.169	(2.640)		(153.891)	(207.537)	(176.326)	(31.211)	(166.617)	(40.920)				
Outros	883	(40.232)	(18.791)	5.331		14.602	(38.207)	(44.779)	6.572	(46.184)	7.711	266			
	(208.900)	(229.035)	195.833	(7.115)	(92.703)	(139.289)	(481.209)	(300.704)	(180.505)	(294.017)	(96.818)	(42.390)	(47.984)		-
PIS e COFINS															
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	7.537		19.889				27.426		27.426			27.426			
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS (Nota 8.2.1)	(1.018.635)			(23.181)	-		(1.041.816)	(98.744)	(943.072)						(1.041.816)
	(1.011.098)	-	19.889	(23.181)	-	-	(1.014.390)	(98.744)	(915.646)	-	-	27.426	-		(1,041.816)
Total	(1,097,997)	192,338	28,116	(24,551)	(354,288)	-	(1,256,382)	(340,780)	(915,602)	(307,683)	192,510	(51,409)	(47,984)		(1,041,816)
Ativo Circulante	95.384						93.072	93.072							
Ativo Não Circulante	54.492						196.943		196.943						
Passivo Circulante	-						433.852	433.852							
Passivo Não Circulante	1.247.873						1.112.545		1.112.545						

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário.

(**) Aguarda minuta da ANEEL sobre procedimentos para devolução aos consumidores.

A receita da Companhia é, basicamente, composta 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 da Companhia receber 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 Companhia, ocorrem 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 Companhia, 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.

7.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de passivos setoriais líquidos dos ativos, em 31 de dezembro de 2019, somava um valor de R\$1.097.997, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2020 soma um valor de R\$1.256.382. A variação no exercício no montante de R\$158.385 foi causada pelos seguintes motivos:

(i) Amortização: No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$28.116 referente a ativos 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 a um cenário energético mais otimista, influenciado pelos impactos da pandemia na redução de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), em que principalmente os custos do Despacho Termoelétrico apresentarem-se inferiores no exercício em análise, com relação ao cenário médio previsto para o ano tarifário da Companhia.

(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 2019 da Companhia, realizado em outubro do referido exercício, foi considerada uma premissa de R\$4,12 para a definição da cobertura tarifária. Nesse sentido, a variação da apropriação da distribuidora no exercício em análise foi impactada por conta do câmbio do dólar. Essa cobertura foi atualizada quando do processo tarifário de 2020, a partir de 23 de outubro, para a premissa de R\$5,46, refletindo numa aproximação dos valores considerados nas tarifas dos consumidores e valores os pagos mensalmente. 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 exercício 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 à Companhia no período em análise se mostraram superiores aos montantes previstos de cobertura tarifária, em decorrência dos valores verificados de PLD (usado como parâmetro de valoração da Energia de Reserva no Mercado de Curto Prazo). O principal fator responsável pelo aumento do PLD no 4º trimestre de 2020 foi a redução de afliências do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ao longo de 2020, considerando um cenário energético mais favorável e a influência da pandemia da COVID-19 (Nota 4.2) sobre a demanda de energia elétrica do SIN, os valores de PLD apresentaram-se em patamares menores, fazendo com que houvesse necessidade de complementação da Conta de Energia de Reserva (CONER) por meio do pagamento das distribuidoras. Portanto, os custos verificados no período em análise estiveram em linha com a cobertura tarifária, sendo que o saldo de apropriação verificado em 2020 é decorrente principalmente do primeiro semestre do ano. No recebimento da Conta foram considerados ainda os efeitos do Despacho ANEEL nº 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos (Nota 4.3.1.5).

(v) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.644 de 2019 homologou os montantes de quotas da CDE para o ano de 2020, que relação ao ano anterior, os montantes de responsabilidade da Companhia (CDE USO) aumentaram em média 24%. Dessa forma, a partir de janeiro de 2020 a Companhia passou a apresentar um déficit tarifário em decorrência do descasamento entre a cobertura tarifária e os novos montantes pagos à CDE. Esse déficit tarifário compôs a CVA, cujos montantes foram revertidos no processo tarifário de 2020, e desde então houve equilíbrio entre pagamento e cobertura tarifária.

(vi) Sobrecontratação de energia: A sobrecontratação de energia foi influenciada, majoritariamente, pela mudança de cenário previsto para 2020, muito impactado pela crise imposta pela pandemia da COVID-19 (Nota 4.2). A queda de carga, aliados a um cenário hidrológico favorável, reduziu significativamente o preço do mercado de curto prazo (PLD), e intensificou o resultado negativo dessa energia frente ao custo de aquisição de energia (PMIX) da Companhia.

Em adição à Resolução Normativa nº885, está sendo concluída a Consulta Pública ANEEL nº 35, 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 nº6 em decorrência da pandemia da COVID-19 (Nota 4.2).

A Companhia reconhece 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 exercício contábil apresentam como contrapartida a rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do exercício, considerando a melhor estimativa da Companhia quanto ao montante financeiro a ser realizado como decorrência do cumprimento integral da obrigação de performance completada no exercício, 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, a Companhia e a ABRADDEE 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 a Companhia espera decisão favorável nesse processo, expectativa essa corroborada por opinião legal externa contratada pela ABRADDEE.

(vii) Previsão de Risco Hidrológico – Antecipação: Trata-se de um componente financeiro definido nos processos tarifário da Companhia, 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 exercício em análise referem-se ao componente financeiro faturado dos consumidores, formando-se um passivo setorial e que será revertido no processo tarifário seguinte distribuidora, 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.

(viii) Recebimento Conta-covid (Despacho nº 2.177 de 24 de julho de 2020): A Resolução Normativa ANEEL nº 885 de 2020 (Nota 4.3.1.9) aprovou a regulamentação da Conta-covid, instituída pelo Decreto nº 10.350 de 2020. A Conta-covid constitui fundo setorial destinado a obter recursos para o enfrentamento do setor elétrico à crise ocasionada pela pandemia da COVID-19 (Nota 4.2), permitindo a fluidez financeiro da cadeia de valor, assim como para aliviar impactos tarifários aos consumidores de energia elétrica. A dinâmica do fundo setorial está baseada em antecipar Ativos Regulatórios constituídos pelas empresas de distribuição de energia elétrica e que já seriam repassados às tarifas dos consumidores em processos ordinários. Dessa forma, a operação de crédito garante o repasse desses ativos regulatórios às distribuidoras, em que ao mesmo tempo, evitará impactos tarifários expressivos aos consumidores no ano de 2020. Nesse sentido, para a Companhia, o Despacho ANEEL nº 2.177 de 2020 e o Despacho ANEEL nº 2.353 de 2020, definiram o montante total de R\$354.288 que foram repassados da Conta-covid à distribuidora, cujo apropriação contábil reflete na formação de um passivo regulatório, de maneira a fazer frente aos demais ativos regulatórios constituídos.

8 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2019	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compen- sação de tributos	Transfe- rência	Saldo em 31/12/2020
Ativos compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social a compensar								
		11.129			127.351	(5.105)	(117.573)	15.802
Total Circulante		11.129	-	-	127.351	(5.105)	(117.573)	15.802
Outros tributos compensáveis								
ICMS	8.1	120.444	33.971		1.244		(17.248)	138.411
PIS e COFINS	8.2.1	1.021.122	318.933	49.595		(147.987)	(251.094)	990.569
IRRF sobre aplicações financeiras		2.685	2.926			(1.809)	(2.605)	1.197
IR/CS retidos sobre faturamento		249	1.543				(1.325)	467
Outros		1.354	36					1.390
Total		1.145.854	357.409	49.595	1.244	(149.796)	(272.272)	1.132.034
Circulante		341.307						337.845
Não circulante		804.547						794.189
Passivos a recolher								
Imposto de renda e contribuição social a recolher								
		4.345	160.598		(32.609)	(1.809)	(121.503)	9.022
Total Circulante		4.345	160.598	-	(32.609)	(1.809)	(121.503)	9.022
Outros tributos a recolher								
ICMS	8.3	121.886	1.384.734		(1.355.115)		(17.248)	134.257
PIS e COFINS		24.051	449.664		(40.815)	(147.987)	(251.094)	33.819
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		3.186	9.466		(10.213)			2.439
IRRF sobre juros s/ capital próprio	8.4	10.531	8.276		(5.426)	(5.105)		8.276
Parcelamentos	8.5	203.075		3.625	(20.762)			185.938
Encargos com pessoal		4.877	44.825		(44.540)			5.162
Outros		498	67	107	(402)			270
Total		368.104	1.897.032	3.732	(1.477.273)	(153.092)	(268.342)	370.161
Circulante		186.199						203.740
Não circulante		181.905						166.421

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia apresenta 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 pague ou compense o tributo em um único pagamento ou compensação.

8.1 ICMS - Ativos Compensáveis

Do saldo a compensar de R\$138.411 (R\$120.444 em 31 de dezembro de 2019), R\$6.530 (R\$6.654 em 31 de dezembro de 2019) são Circulante e R\$131.881 (R\$113.790 em 31 de dezembro de 2019) são Não circulante. Do montante total, R\$138.404 (R\$120.420 em 31 de dezembro de 2019) referem-se a créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

8.2 PIS e COFINS

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

Em 10 de dezembro de 2019 a Companhia 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 Companhia formulou consulta à ANEEL e recebeu resposta por meio do Ofício nº 392/2019 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. O montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 7) 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 dezembro de 2020, demonstrado a seguir:

	Principal	Atualização	(-) Compensação	Total
Exclusão do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS	788.673	252.666	(148.132)	893.207
	788.673	252.666	(148.132)	893.207

8.3 ICMS - Passivo a Recolher

Refere-se ao ICMS a recolher incidente sobre as faturas de energia elétrica.

8.4 IRRF sobre Juros Sobre Capital Próprio

Refere-se ao Imposto de Renda Retido na Fonte da Companhia, à alíquota de 15%, incidente sobre os valores pagos aos acionistas a título de Juros sobre o Capital Próprio conforme legislação. O saldo em 31 de dezembro de 2020 de R\$8.276 é relativo ao IRRF sobre JSCP deliberado no exercício de 2020 a ser liquidado em janeiro de 2021.

8.5 Parcelamentos

Em decorrência da apuração de débitos originados do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais, a Companhia aderiu, em agosto de 2017, ao Programa Especial de Regularização Tributária (PERT).

Dentre as opções oferecidas para o parcelamento, a Companhia aderiu à opção de pagamento à vista e em espécie de 20% do valor da dívida consolidada, sem redução, em 5 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis de agosto a dezembro de 2017, e o restante parcelado em 145 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis a partir de janeiro de 2018, com redução de 80% dos juros de mora e de 50% das multas de mora, de ofício ou isoladas.

Em 31 de dezembro de 2020 restam 109 parcelas de R\$1.725, atualizáveis mensalmente pela SELIC acrescidas de 1%.

Segue abaixo os montantes e a relação dos tributos parcelados:

	Principal	Multa	Juros	Total de Parcelamento
PIS	17.387	3.477	4.264	25.128
COFINS	69.951	13.990	17.790	101.731
CSLL	43.826	8.765	10.819	63.410
IRPJ/ IRRF	111.999	22.400	27.090	161.489
	243.163	48.632	59.963	351.758
Redução Programa PERT				(57.829)
Total				293.929

8.5.1 Movimentação do parcelamento

	PERT
Valor de adesão	293.929
Diferença REFIS/PERT	(10.011)
Pagamento	(132.406)
Atualização	34.426
Saldo em 31 de dezembro de 2020	185.938

9 Tributos diferidos

Nota	Ativo		Passivo	
	Não circulante		Não circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
PIS e COFINS			879	813
Imposto de renda e contribuição social	9.1	225.914	192.500	
Total		225.914	192.500	879
			879	813

9.1 Imposto de renda e contribuição social

São registrados sobre 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.

9.1.1 Composição

Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio líquido	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019	2020	2019
Diferenças Temporárias								
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	158.090	130.638			27.452	43.898		
Benefício pós-emprego	79.562	54.226			25.336	(1.209)		
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	86.390	80.558			5.832	7.360		
Consumidores - ajuste a valor presente	9	64			(55)	(1.290)		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)			132.213	113.021	(19.192)	(46.176)		
Benefícios pós-emprego - PSAP	9.1.1.1 (111.268)	(85.018)			(26.250)			
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes	9.1.1.1 111.268	85.018					26.250	34.468
Outras	1.160	1.384	7.792	8.166	150	9.061		
Total diferenças temporárias	325.211	266.870	140.005	121.187	13.273	11.644	26.250	34.468
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.1.1.2 40.708	46.817			(6.109)	(6.192)		
Total bruto	365.919	313.687	140.005	121.187	7.164	5.452	26.250	34.468
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(140.005)	(121.187)	(140.005)	(121.187)				
Total	225.914	192.500	-	-	-	-	-	-

9.1.1.1 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP, 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 18.1.1.9).

9.1.1.2 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, ocorrida no exercício de 2002, da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., quando a mesma, na aquisição de ações da EDP São Paulo, contabilizou ágio pago, de acordo com as instruções CVM nºs 319/99 e 349/99 e conforme determinação da ANEEL. Está sendo amortizado pela curva entre a expectativa de rentabilidade da exploração e o prazo de concessão da Companhia, o que resulta em realização anual média do crédito fiscal de R\$5.815 até o ano de 2027 (Nota 13.2.1.2).

9.1.2 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 Companhia elaborou 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, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	Total Não circulante
146.739	67.097	66.188	37.329	37.264	11.302	365.919

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



10 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos (Nota 15) a pagar para sua Controladora, os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua Controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, são apresentados como segue:

	Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo		Passivo			Receitas (Despesas)		
				Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante		Operacionais		Financeiras
				31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019	2019
Consumidores e concessionárias (Nota 6)											
Ressarcimento por insuficiência de geração											
Porto do Pecém	Controle Comum		27/08/2008 à 31/12/2026	2.168							(7)
Suprimento de energia elétrica											
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/02/2019 à 31/12/2019	11.001							44.938
Lajeado	Controle Comum	227,24	01/02/2019 à 31/12/2019	4.049							43.631
				17.218	-	-	-	-	-	-	88.562
Fornecedores (Nota 14)											
Suprimento de energia elétrica											
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa (*) + Custo variável	27/08/2008 à 31/12/2026			7.087	8.678			(39.344)	(44.573)
Energest	Controle Comum	246,94	01/01/2008 à 31/12/2037			35	34			(298)	(290)
Investco	Controle Comum	234,88	01/08/2002 à 15/12/2032			203	172			(2.470)	(2.322)
Investco	Controle Comum	234,88	01/08/2005 à 15/12/2032			6	5			(70)	(72)
Lajeado	Controle Comum	244,81	01/01/2008 à 31/12/2037			2	3			(26)	(25)
Lajeado	Controle Comum	246,94	01/01/2009 à 31/12/2038			14	13			(118)	(114)
Lajeado	Controle Comum	229,97	01/01/2009 à 31/12/2038			45	43			(384)	(373)
ECE Participações	Controle Comum (**)	165,63	01/01/2015 à 31/12/2044								(7.741)
CEJA	Controle Comum	175,76	01/01/2015 à 31/12/2044			1.028	993			(8.729)	(745)
Uso do sistema de transmissão											
Investco	Controle Comum		01/08/2005 à 15/12/2032			20	20			(252)	(240)
EDP Transmissão	Controle Comum		09/02/2019 à 31/01/2033			32	30			(263)	(286)
EDP Transmissão MA II	Controle Comum		04/01/2020 à 31/01/2033			51				(328)	
				-	-	8.523	9.991	-	-	(52.282)	(56.781)
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)											
Convênio de arrecadação											
EDP GRID	Controle Comum		12/09/2014 à 30/06/2023			314	313				
EDP Solução	Controle Comum		04/01/2019 à 31/12/2023			231	43				
Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos (a)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 à 31/12/2021		2.167			742	394	445	(432)
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/08/2018 à 31/12/2021		26						226
Porto do Pecém	Controle Comum		01/01/2018 à 31/12/2022		7						7
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2015 à 31/12/2021					78	216	(2.839)	(3.232)
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		15/06/2016 à 18/06/2025					731	1.303	(573)	(596)
Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 à 31/12/2021		35				1.987	(7.638)	(4.996)
Compartilhamento da plataforma Neweb (d)											
EDP Portugal	Controladora Indireta		01/01/2019 à 31/12/2019				789				
Reembolso de prêmio de seguro											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		31/03/2019								525
Investco	Controle Comum		31/03/2019								7
				-	35	2.200	545	1.145	1.551	3.900	(10.605)
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas											
Contratos de mútuo - 103% do CDI											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		29/03/2017 à 28/03/2019								(439)
				-	-	-	-	-	-	-	(439)
				17.218	35	2.200	9.068	11.136	1.551	3.900	(62.887)
											23.290
											(439)

(*) A parcela fixa é de R\$2.576 por mês.

(**) Incorporada pela CEJA em 30 de novembro de 2019.

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.

As garantias recebidas do controlador estão descritas na nota de Garantias (Nota 29.2).

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, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém. Com a alienação da Santa Fé e da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 as mesmas encontram-se excluídas do compartilhamento.

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.

(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 EDP Espírito Santo 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.

Em 26 de janeiro de 2016 foi emitida a Resolução Normativa ANEEL nº 699 que apresentou novos critérios para os atos jurídicos entre partes relacionadas. Considerando a publicação da referida Resolução, que revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 334/08, o Contrato de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura poderá sofrer alterações quando da sua renovação.

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) 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, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém. Com a alienação da Santa Fé e da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 as mesmas encontram-se excluídas do compartilhamento.

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.

(d) Compartilhamento da plataforma Neweb: Refere-se à licença de utilização do software Neweb, contratado pela EDP Portugal, com o objetivo de alojar os diferentes portais web do Grupo EDP no mundo. Este contrato foi encerrado no exercício de 2019.

10.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil, sendo esta controlada pela EDP – Energias de Portugal S.A..

10.2 Remuneração dos administradores

10.2.1 Opções de ações outorgadas da controladora

Em maio de 2016, julho de 2017, junho de 2018, junho de 2019 e julho de 2020, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o primeiro, o segundo, o terceiro, o quarto e o quinto planos de remuneração baseado em ações, com características semelhantes, os quais concedem outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os contemplados, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários da Companhia, sendo estimado no resultado de 2020 da mesma o montante de R\$573 (R\$596 em 2019) a ser reembolsado para a controladora no momento da outorga.

A outorga das ações será concedida quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo estimado de 3 ou 5 anos a partir do início de cada plano.

10.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2020			2019		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	3.132	43	3.175	2.935	41	2.976
Benefícios de curto prazo (b)	166		166	240		240
Benefícios - Previdência Privada	137		137	113		113
Total	3.435	43	3.478	3.288	41	3.329

(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 à Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1), o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2020, é de R\$152. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

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

	Saldo em 31/12/2020	Saldo em 31/12/2019
Parcela mensal	9.409	19.718
Parcela de ajustes homologados (RH n° 3.332, de 29 de novembro de 2019)	(7.868)	(13.150)
Parcela de ajustes a homologar	432	(566)
Saldo subsídio baixa renda	9.622	4.411
	<u>11.595</u>	<u>10.413</u>

A variação no exercício decorre substancialmente pelo subsídio Carga Fonte Incentivada estabelecida pela Resolução n° 77/2004 recebido pela Companhia ter sido estimado pela ANEEL em montante superior ao efetivamente realizado.

12.2 Modicidade tarifária - baixa renda

Atendendo ao Termo de Notificação n° 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento dos equipamentos de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bifásicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a Companhia, nos períodos de 2008 e 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social.

A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009, tendo sido restituído até 31 de dezembro de 2020 o montante de R\$19.473 (R\$19.464 em 31 de dezembro de 2019). O saldo a restituir aos consumidores em 31 de dezembro de 2020, de unidades consumidoras ativas e inativas, é de R\$10.282 (R\$10.291 em 31 de dezembro de 2019).

Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, para os casos de unidades consumidoras inativas, são exigidas medidas da Companhia com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.

Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da Companhia em reaver esses ressarcimentos aos consumidores, a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas.

A Companhia possui um saldo a receber em 31 de dezembro de 2020 de R\$8.055 (R\$8.055 em 31 de dezembro de 2019), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

12.3 Estoques

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.

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados nos Ativos da concessão (Nota 13.3) pelo montante, em 31 de dezembro de 2020, de R\$33.860 (R\$22.199 em 31 de dezembro de 2019).

12.4 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.

12.5 Arrendamentos e aluguéis

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

Passivos de arrendamento	Saldo em 31/12/2019	Adições	Pagamentos	Juros e Atualização Monetária	Transferên- cias	AVP	Baixas	Saldo em 31/12/2020
Circulante								
Edifícios	10.893	590	(9.445)	(2.962)	6.958	698	(19)	6.713
Veículos	3.283	2.003	(333)	387	1.347	204	(1.036)	5.855
Total Circulante	<u>14.176</u>	<u>2.593</u>	<u>(9.778)</u>	<u>(2.575)</u>	<u>8.305</u>	<u>902</u>	<u>(1.055)</u>	<u>12.568</u>
Não circulante								
Edifícios	22.095	81	-	1.085	(6.958)	1.825	-	18.128
Veículos	975	-	-	2.368	(1.347)	280	-	2.276
Total Não circulante	<u>23.070</u>	<u>81</u>	<u>-</u>	<u>3.453</u>	<u>(8.305)</u>	<u>2.105</u>	<u>-</u>	<u>20.404</u>
Total	<u>37.246</u>	<u>2.674</u>	<u>(9.778)</u>	<u>878</u>	<u>-</u>	<u>3.007</u>	<u>(1.055)</u>	<u>32.972</u>

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:

	Edifícios		Veículos	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
Circulante				
2021	6.568	9,18%	5.796	9,58%
Juros embutidos	145	-	59	-
Total	<u>6.713</u>		<u>5.855</u>	
Não Circulante				
2022	3.253	9,92%	2.080	9,58%
2023	2.662	10,29%	-	-
2024	2.138	10,65%	-	-
2025	1.723	11,00%	-	-
2025 até 2037	6.551	11,28%	-	-
Juros embutidos	1.801	-	196	-
Total	<u>18.128</u>		<u>2.276</u>	

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	Nominal	Com AVP
Contraprestação do arrendamento	56.739	32.972
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(5.248)	(3.050)

Os contratos de arrendamentos e alugueis foram registrados em contrapartida da rubrica de Imobilizado como "Ativos de direito de uso". Do saldo do Imobilizado em 31 de dezembro de 2020 de R\$58.410 (R\$33.198 em 31 de dezembro de 2019), R\$24.508 (R\$31.763 em 31 de dezembro de 2019) referem-se aos referidos ativos e estão apresentados conforme abaixo:

	Taxas anuais médias de depreciação			Taxas anuais médias de depreciação			31/12/2019		
	%	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	%	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	
Ativos de direito de uso									
Edificações, obras civis e benfeitorias	20,00	35.287	(12.925)	22.362	5,57	35.570	(6.543)	29.027	
Equipamentos de informática				-	100,00	859	(859)	-	
Veículos	73,58	6.782	(4.636)	2.146	43,72	4.779	(2.043)	2.736	
Total Ativos de direito de uso		42.069	(17.561)	24.508		41.208	(9.445)	31.763	

• **Edificações, obras civis e benfeitorias:** Referem-se, substancialmente, aos contratos de aluguel relativos: (i) à sede da Companhia localizada em São Paulo; e (ii) às lojas de atendimento presencial aos consumidores localizadas nos municípios do Estado de São Paulo onde a Companhia possui sua concessão.

• **Veículos:** Refere-se 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.

A movimentação do exercício para os Ativos de direito de uso está demonstrada abaixo:

	Valor líquido em			Valor líquido em	
	31/12/2019	Ingressos	Depreciações	Baixas	31/12/2020
Ativos de direito de uso					
Edificações, obras civis e benfeitorias	29.027	671	(7.010)	(326)	22.362
Veículos	2.736	2.003	(2.593)		2.146
Total Ativos de direito de uso	31.763	2.674	(9.603)	(326)	24.508

12.6 Obrigações sociais e trabalhistas

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

12.7 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 Companhia 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.

12.8 Outros

Refere-se ao adiantamento de receitas relativo a contrato de compartilhamento de infraestrutura de cliente.

12.9 Serviços prestados a terceiros

A variação no exercício refere-se a serviço de compartilhamento de infraestrutura.

13 Ativo financeiro indenizável, Ativos da concessão e Intangível

O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11.

A ICPC 01 (R1) é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura. Desta forma, esta interpretação é aplicável ao contrato de concessão da Companhia.

De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

• Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

• Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.

• Modelo bifurcado

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.

Como a Companhia é remunerada: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado.

Devido a implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição em serviço foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) - composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente; e (ii) Intangível (Nota 13.2) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, conseqüentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

Já os ativos que encontram-se no período de construção e que ainda não estão em serviço foram classificados, conforme requerido pelo CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, como Ativos contratuais, uma vez que a obrigação de desempenho é satisfeita ao longo do tempo em que os ativos são construídas, sendo classificados na rubrica de Ativos da concessão (Nota 13.3).

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na distribuição 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.

A Resolução ANEEL nº 691/15 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados às 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.

13.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta 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 três 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 Companhia 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 Companhia 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.

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2019	Transferên- cias dos Ativo da concessão (Nota 13.3)	31/12/2020			Saldo em 31/12/2020
			Valor justo	Baixas	Reclassifi- cação	
Ativo financeiro indenizável	1.211.586	168.272	56.448	(2.036)	(6.140)	1.428.130
	<u>1.211.586</u>	<u>168.272</u>	<u>56.448</u>	<u>(2.036)</u>	<u>(6.140)</u>	<u>1.428.130</u>

13.2 Intangível

O Intangível está mensurado pelo custo total de aquisição/construção deduzidos da amortização acumulada. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear, de acordo com a vida útil dos ativos, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

13.2.1 Composição

Nota	31/12/2020				31/12/2019				
	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	
Intangível em serviço									
Direito de concessão - Infraestrutura	13.2.1.1								
Em serviço		4,47	2.495.292	(1.665.524)	829.768	4,51	2.423.440	(1.580.347)	843.093
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na Incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	4,40	460.584	(334.093)	126.491	4,00	460.584	(322.888)	137.696
(-) Provisão para manutenção de dividendos	13.2.1.2	4,40	(460.584)	334.093	(126.491)	4,00	(460.584)	322.888	(137.696)
			<u>2.495.292</u>	<u>(1.665.524)</u>	<u>829.768</u>		<u>2.423.440</u>	<u>(1.580.347)</u>	<u>843.093</u>

13.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito da concessionária 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.

13.2.1.1.1 Bens totalmente amortizados

O saldo líquido do ativo intangível compreende itens que encontram-se totalmente amortizados. O custo histórico destes itens está demonstrado abaixo:

	31/12/2020	31/12/2019
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	46.760	27.397
Máquinas e equipamentos	537.809	507.266
Veículos	20.900	16.487
Móveis e utensílios	4.106	3.433
Outros	184.137	181.862
Total	<u>793.712</u>	<u>736.445</u>

Os itens totalmente depreciados são deduzidos da BRR, ou seja, no momento da apuração dos valores relativos à infraestrutura que irão compor a tarifa de energia a ser cobrada dos consumidores, é considerado o total do ativo bruto em serviço deduzido da amortização acumulada e incluindo os bens totalmente amortizados.

13.2.1.2 Ágio – Incorporação de sociedade controladora e Provisão para manutenção de dividendos

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente da aquisição de ações, 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 entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia. Consequentemente ao registro, foi reconhecido um crédito fiscal (Nota 9.1.1.2).

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, consequentemente, ajustar o fluxo de dividendos futuros da Companhia, 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 da Companhia em contrapartida da Reserva Especial de Ágio, no Patrimônio Líquido.

13.2.2 Movimentação

	Valor líquido	Transf. para intangível	Amortizações	Baixas	Reclassifi- cação	Valor líquido
	31/12/2019					31/12/2020
Intangível em serviço						
Direito de concessão - Infraestrutura	843.093	123.344	(120.150)	(16.622)	103	829.768
Total	843.093	123.344	(120.150)	(16.622)	103	829.768

13.3 Ativos da concessão

Referem-se ao direito contratual da concessionária 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 do término 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 13.1) ou como Ativo Intangível (Nota 13.2), conforme a forma de remuneração.

	Valor líquido em 31/12/2019	Transf. para o Intangível	Transf. para o Ativo financeiro indenizável	Adições (Nota 13.3.1)	Juros capitalizados	Reclassifi- cação	Valor líquido
	31/12/2019						31/12/2020
Ativos da concessão	236.862	(123.344)	(168.272)	364.081	3.240	(27.454)	285.113
Total Não circulante	236.862	(123.344)	(168.272)	364.081	3.240	(27.454)	285.113

13.3.1 Adições

Do total de ingressos: (i) 34,2% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 31,1% foram destinados à melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil; (iii) 22,4% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais; e (iv) 12,3% foram investidos em combate à perdas.

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

	31/12/2020	31/12/2019
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
Movimentações de base	(293.583)	(124.854)
Investimento Incremental	409.211	118.019
Bases Regulatórias	2.538.693	2.416.230
Ativo financeiro indenizável	1.428.130	1.211.586
Intangível em serviço	829.768	843.093
Total do Balanço patrimonial	2.257.898	2.054.679
VNR do Intangível não registrado	280.795	361.551

O montante de R\$280.795 não registrado no Balanço patrimonial ocorre 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.

14 Fornecedores

	Nota	Circulante	
		31/12/2020	31/12/2019
Suprimento de energia elétrica (i)	14.1	360.891	269.047
Energia livre	14.2	10.270	61.371
Encargos de uso da rede elétrica		71.954	60.810
Operações CCEE	14.3	60.114	109.141
Materiais e serviços	14.4	93.129	78.894
Total		596.358	579.263

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R\$89.086 em 31 de dezembro de 2020 (R\$79.198 em 31 de dezembro de 2019).

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.

14.1 Suprimento de energia elétrica

O aumento nos valores a pagar referente a Suprimento de energia elétrica em 31 de dezembro de 2020 decorre, principalmente, do aumento do despacho termoeletrico pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, que aumenta o pagamento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade.

14.2 Energia livre

A Energia livre refere-se a valores a pagar a geradoras de energia elétrica decorrente de perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, no qual ocorreu a comercialização de energia elétrica que não estava contratada. A Companhia passou a efetuar a restituição aos geradores a partir de fevereiro de 2003, com base nas regulamentações existentes à época.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 387/09, alterou a metodologia de amortização dos saldos de Perda de Receita e Energia Livre passando a iniciar concomitantemente a partir de janeiro de 2002, limitada ao prazo máximo definido na Resolução ANEEL nº 1/04.

No Despacho ANEEL nº 2.517/10, foi divulgado o valor a ser liquidado entre os agentes de distribuição e geração, atualizados pela taxa SELIC mensal. Tal liquidação deveria ter ocorrido até 30 de setembro de 2010. Com o objetivo de suspender o referido ato, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, representando as distribuidoras do país, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança (Processo nº 91.2010.4.01.3400 - 15ª Vara Federal do Distrito Federal) com pedido de liminar que foi concedido.

Em 9 de maio de 2013, porém, foi proferida sentença julgando extinto o feito, sem resolução de mérito, pela inadequação da via eleita (Mandado de Segurança). Entretanto, os pagamentos por parte da Companhia permanecem suspensos, tendo em vista a interposição de recurso de apelação contra a referida sentença, à qual foi atribuída efeito suspensivo (suspensos, portanto, os efeitos da sentença desfavorável às distribuidoras).

Por oportuno, importante salientar que as distribuidoras, paralelamente, ajuizaram ação ordinária com o mesmo objetivo do Mandado de Segurança, porém tal demanda também foi extinta, sob o argumento de que já havia outro feito com as mesmas partes, mesmo pedido e mesmos fundamentos de fato e de direito (litispendência). Em face de tal decisão, também foi interposto recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, o qual pendente de julgamento.

Em 22 de abril de 2020, diante de mudanças ocorridas na jurisprudência relativa a figura jurídica do “litisconsórcio”, a Companhia contratou assessores jurídicos para avaliação de tais obrigações com passivo de energia livre.

A Administração da Companhia julga tal alteração na jurisprudência do “litisconsórcio” como premissa para enquadramento contábil da questão como fato de alteração substancial de novos termos contratuais. Nesse sentido, conforme opinião dos assessores jurídicos externos da Companhia o montante foi atualizado, tendo em 31 de dezembro de 2020 o valor R\$51.101 na receita financeira (R\$3.455 em 2019 em contrapartida a despesa financeira) (Nota 24).

14.3 Operações CCEE

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, e a redução do exercício comparado ao mesmo período de 2019 teve impacto pela baixa do valor de PLD no ambiente do curto prazo, aliado ao MVE.

14.4 Materiais e serviços

A variação do saldo deve-se principalmente ao custeio de serviços para manutenção da rede de distribuição e de aquisição de materiais para manutenção de softwares.

15 Dividendos

Os dividendos e os Juros sobre o capital próprio - JSCP são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) JSCP imputados aos dividendos: quando aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios: quando do encerramento do exercício, conforme previsto no estatuto social da Companhia, eventualmente deduzidos do JSCP já declarados no exercício; (iii) dividendos adicionais: quando da sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária - AGO; e (iv) dividendos intermediários e de exercícios anteriores: quando da aprovação pelo Conselho de Administração ou Assembleia Geral.

Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica em contrapartida do patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.

Dividendos adicionais

Foi aprovada em AGO, realizada em 30 de abril de 2020, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 da seguinte forma: (i) R\$10.859 como Constituição de Reserva Legal; (ii) R\$70.208 como JSCP, sendo R\$59.677 líquido de imposto de renda; e (iii) R\$262.036 como dividendos adicionais, ambos aos acionistas detentores das ações ordinárias. Dos montantes deliberados para distribuição aos acionistas, já haviam sido contabilizados em 31 de dezembro de 2019 o valor relativo ao JSCP e R\$ 23.384 como dividendos complementares. Em 24 de agosto de 2020 foi efetuado o pagamento integral do JSCP e os dividendos foram pagos aos acionistas, integralmente em 28 de outubro de 2020.

Dividendos extraordinários 2019

Foi aprovada em AGE, realizada em 27 de outubro de 2020, a destinação de reservas de lucro referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 no montante de R\$238.348 como dividendos extraordinários. Os dividendos foram pagos aos acionistas, integralmente em 28 de outubro de 2020.

JSCP

Em 28 de dezembro de 2020, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de JSCP do exercício de 2020 no montante bruto de R\$55.172, sendo R\$46.896 líquido de Imposto de renda, imputáveis aos dividendos a serem distribuídos pela Companhia em data de pagamento a ser deliberada.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

Passivo	31/12/2019	Dividendos		JSCP	Pagamentos	31/12/2020	
		complemen- tares	adicionais				extraordi- nários
EDP - Energias do Brasil	83.061	46.672	238.652	238.348	46.896	(560.060)	93.569
	83.061	46.672	238.652	238.348	46.896	(560.060)	93.569

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



16 Debêntures
16.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente fiduciário	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2020				31/12/2019			
										Encargos	Principal			Encargos	Principal		
										Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	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	425	60.293	30.000	90.718	2.476	60.001	90.000	152.477
(-) Custos de emissão				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal		(107)	(14)	(121)		(196)	(139)	(335)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	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	5.171	100.000	100.000	205.171
(-) Custos de emissão				(1.183)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal		(13)		(13)		(250)	(13)	(263)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	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	17.233		271.900	289.133	7.001		268.834	275.835
(-) Custos de emissão				(3.948)		15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal			(2.407)	(2.407)			(3.069)	(3.069)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	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	1.008		200.000	201.008	2.652		200.000	202.652
(-) Custos de emissão				(557)		09/04/2019 a 30/03/2024			Amortização mensal			(557)	(557)			(728)	(728)
Total										19.599	160.173	498.922	678.694	17.300	159.555	654.885	831.740

As debêntures estão demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva.

As debêntures não possuem garantias.

16.2 Movimentação das debêntures

	Saldo em 31/12/2019	Pagamentos	Juros provisiona- dos	Transferên- cias	Amortização do custo de transação	Varição monetária e cambial	Saldo em 31/12/2020
Circulante							
Principal	160.001	(160.000)		160.292			160.293
Juros	17.300	(36.267)	29.732			8.834	19.599
Custo de transação	(446)			(971)	1.297		(120)
	<u>176.855</u>	<u>(196.267)</u>	<u>29.732</u>	<u>159.321</u>	<u>1.297</u>	<u>8.834</u>	<u>179.772</u>
Não circulante							
Principal	658.834			(160.292)		3.358	501.900
Custo de transação	(3.949)			971			(2.978)
	<u>654.885</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(159.321)</u>	<u>-</u>	<u>3.358</u>	<u>498.922</u>

16.3 Vencimento das parcelas

Circulante	
2021	<u>179.772</u>
	<u>179.772</u>
Não circulante	
2022	29.153
2023	85.915
2024	286.258
2025	97.596
	<u>498.922</u>
Total	<u>678.694</u>

As emissões realizadas pela Companhia não são conversíveis em ação e foram emitidas de acordo com a Instrução CVM nº 476/09, ou seja, referem-se a ofertas públicas distribuídas com esforços restritos.

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:

• Para todas as emissões:

- (i) Decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora;
 - (ii) Se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;
 - (iii) Perda da concessão para distribuição de energia elétrica.
 - (iv) Celebração de contratos de mútuo pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem prévia e expressa anuência dos Debenturistas que representem, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, com quaisquer sociedades nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000, ou o seu equivalente em outras moedas;
 - (v) Falta de pagamento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures e/ou à Escritura de Emissão na respectiva data de pagamento prevista na Escritura, não sanado no prazo de 2 dias úteis contados da data do respectivo vencimento;
 - (vi) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$75.000 ou o seu equivalente em outras moedas, salvo se no prazo de 10 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis e comprovado ao Agente Fiduciário que: a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; b) o protesto seja cancelado, ou, ainda, c) o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por medida judicial cabível;
 - (vii) Se a EDP - Energias do Brasil deixar de ser a controladora da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em circulação;
 - (viii) 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;
 - (ix) Distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, no Contrato de Distribuição e/ou nos demais documentos da Oferta;
 - (x) Pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela Emissora no prazo legal;
 - (xi) Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros, em montante superior a R\$75.000 ou seu equivalente em outras moedas; e
 - (xii) Transformação da forma societária da Emissora de modo que ela deixe de ser uma sociedade por ações, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.
- Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de debêntures.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas
17.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Moeda nacional	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020			31/12/2019								
										Encargos		Principal		Encargos		Principal		Total	Total		
										Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante				
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1238.1	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(ii) 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 Prê 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.	3.430		58.948	72.602	134.980	2.613	42.915	97.975	143.503			
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.134)	28/12/2014 a 16/12/2024								(163)	(81)	(244)		(178)	(243)	(421)			
Notas Promissórias (5ª Em	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				16.857	300.000	316.857	7.771		300.000	307.771			
(-) Custo de transação		19/07/2019	(507)	19/07/2019 a 17/07/2024									(357)	(357)			(457)	(457)			
BNDES - FINEM / Nº 17.2.	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(ii) 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.	4.270		49.111	120.581	173.962	13.226	26.347	130.077	169.650			
(-) Custo de transação		05/09/2017	(3.498)	05/09/2017 a 15/06/2025									(506)	(826)	(1.332)		(626)	(1.332)	(1.958)		
Notas Promissórias (6ª Em	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	(3.971)	03/04/2020		03/04/2020 a 29/03/2021									(998)	(998)				-			
Notas Promissórias (7ª Em	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				4.624	120.000	124.624				-			
(-) Custo de transação	(1.208)	08/04/2020		08/04/2020 a 03/04/2021									(373)	(373)				-			
Total												26.095	16.857	576.019	491.919	1.110.890	15.839	7.771	68.458	526.020	618.088

(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); e

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

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. O valor total referente as garantias dos empréstimos e financiamentos mencionados acima em 31 de dezembro de 2020 é de R\$308.942 (R\$313.153 em 31 de dezembro de 2019).

17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Saldo em 31/12/2019	Ingressos	Pagamentos	Juros provisio- nados	Juros integralizados	Transferên- cias	Amortização do custo de transação	Varição monetária e cambial	Saldo em 31/12/2020
Circulante									
Principal	69.262	470.000	(26.291)		24.282	39.033		1.773	578.059
Juros	15.839		(7.016)	41.554	(24.282)				26.095
Custo de transação	(804)	(5.179)				(768)	4.711		(2.040)
	<u>84.297</u>	<u>464.821</u>	<u>(33.307)</u>	<u>41.554</u>	<u>-</u>	<u>38.265</u>	<u>4.711</u>	<u>1.773</u>	<u>602.114</u>
Não circulante									
Principal	528.052					(39.033)		4.164	493.183
Juros	7.771			9.086					16.857
Custo de transação	(2.032)					768			(1.264)
	<u>533.791</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.086</u>	<u>-</u>	<u>(38.265)</u>	<u>-</u>	<u>4.164</u>	<u>508.776</u>

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
Circulante	
2021	602.114
	<u>602.114</u>
Não circulante	
2022	85.238
2023	46.913
2024	347.135
2025	29.490
	<u>508.776</u>
Total	<u>1.110.890</u>

18 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência a Companhia contratou atuários independentes para realização de avaliação atuarial, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

A Companhia reconhece 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 exercício em que os serviços são prestados.

Nota	Circulante		Não circulante		
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	
PSAP	18.1.1	7.660	8.511	226.346	150.978
Contribuição definida	18.1.2	100	69		
		<u>7.760</u>	<u>8.580</u>	<u>226.346</u>	<u>150.978</u>

18.1 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, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos nos regulamentos.

18.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

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 Companhia; 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 Companhia. A Companhia contribuiu para o grupo de custeio, no exercício, com o montante de R\$1.946 (R\$2.255 em 2019).

18.1.1.1 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. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos seja diferente da rentabilidade do 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 ditadas 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 assistidos do mesmo plano.

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, 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\$234.006 (Nota 18.1.1.9).

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 Companhia um resultado positivo de liquidação antecipada de R\$5.288 (Nota 18.1.1.4)

18.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	Nota	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Passivo líquido
Saldos em 31 de dezembro de 2019		(1.182.446)	1.098.512	(75.555)	(159.489)
Custo do serviço corrente		1.363			1.363
Ganho com liquidação antecipada		5.288			5.288
Custo dos juros	24	(87.829)	81.939	(5.735)	(11.625)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no Patrimônio líquido	21.3.3	(67.050)	(40.583)	30.428	(77.205)
Contribuições pagas pela Companhia			7.662		7.662
Contribuições pagas pelos empregados		(2.967)	2.967		-
Benefícios pagos pelo plano		58.344	(58.344)		-
Saldos em 31 de dezembro de 2020		(1.275.297)	1.092.153	(50.862)	(234.006)

A perda atuarial no valor presente das obrigações no montante de R\$77.205, apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2020, foi decorrente, principalmente, do aumento da taxa de desconto e do retorno dos ativos do plano ter ficado significativamente inferior a meta atuarial, considerando os efeitos inflacionários do exercício.

As contribuições da Companhia esperadas neste plano (Nota 18.1.1.8) para o exercício de 2021 são de R\$6.052.

O saldo de perda atuarial em 31 de dezembro de 2020, líquido de Imposto de renda e Contribuição social, é de R\$215.991 (R\$165.036 em 31 de dezembro de 2019) (Nota 21.3.3).

18.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos do plano de benefício, calculado nas avaliações atuariais, estimam o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	PSAP
Circulante	
2021	66.379
	66.379
Não circulante	
2022	68.663
2023	71.056
2024	73.422
2025	76.073
2026 a 2030	418.296
	707.510
Total	773.889

18.1.1.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	Nota	2020	2019
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		(1.363)	1.233
Ganho com liquidação antecipada	18.1.1.1	(5.288)	
Custo dos juros	24	11.625	5.610
Contribuições pagas pela Companhia		(7.662)	(2.984)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		(2.688)	3.859
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		40.583	(115.041)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		203.228	20.364
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		(136.178)	228.207
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		(30.428)	(32.154)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		77.205	101.376
Total		74.517	105.235

18.1.1.5 Classes de ativos

As principais classes de ativos dos planos estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado ativo	31/12/2020		31/12/2019	
Títulos de dívida	Cotado	96,25%	95,97%		
Ações	Cotado	2,97%	3,32%		
Imóveis	Cotado	0,28%	0,71%		
Outros	Não cotado	0,50%			
Total		100,00%	100,00%		

Para o exercício de 2020, dentre os investimentos realizados em ações, encontram-se ações da controladora EDP - Energias do Brasil avaliadas no montante de R\$174 (R\$388 em 2019).

No exercício de 2020, os títulos de dívida incluíam debêntures emitidas pela patrocinadora que, avaliados pelo valor justo, representavam o montante de R\$699 (R\$701 em 2019).

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2020	2019
Participantes ativos	256	384
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	89	90
Aposentados e pensionistas	828	887
Total	917	977
Total	1.173	1.361

18.1.1.7 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Obrigações do plano
Pressupostos centrais	1.125.403
Taxa de desconto	
Aumento em 0,5%	1.056.234
Redução em 0,5%	1.183.936
Mortalidade	
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	1.136.039

18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2020	2019
Taxa de desconto - nominal	7,67% a.a.	7,56% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,18% a.a.	4,90% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	3,31% a.a.	4,03% a.a.
Inflação	3,31% a.a.	4,03% a.a.
Demográficas		
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Muller	Muller

18.1.1.9 Confissão de dívida - EnerPrev

A Companhia, 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 nº26/2008 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 Companhia 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 Companhia 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:

	31/12/2020	31/12/2019
Valor presente das obrigações do plano	(1.116.976)	(1.190.973)
Valor justo dos ativos do plano	934.128	1.107.339
Superávit/(Déficit)	(182.848)	(83.634)
Superávit irre recuperável	(51.158)	(75.855)
Passivo reconhecido submassas BSPS e CV - CPC33 (Nota 18.1.1.1)	(234.006)	(159.489)
Contrato de confissão de dívida e ajuste de reserva matemática - Resolução CGPC nº26/2008	(61.469)	(53.984)
Diferença entre premissas *	172.537	105.505

(*) O montante de R\$172.537 (R\$105.505 em 31 de dezembro de 2019) é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela Companhia para cálculo do passivo atuarial em conformidade com a Deliberação CVM nº 695/12 e aquelas utilizadas pela EnerPrev (administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento à Resolução nº26/08 e suas alterações do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano.

18.1.2 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 a Companhia e as demais 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 patrocinadoras.

Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$2.385 (R\$2.068 em 2019).

Em 31 de dezembro de 2020 esse plano tem a adesão de 849 colaboradores (789 em 31 de dezembro de 2019).

19 Encargos setoriais

As obrigações a recolher, derivadas de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, são as seguintes:

	Nota	Saldo em 31/12/2019	Adições	Atualizações monetárias	Pagamentos / Recebimentos	Saldo em 31/12/2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.1 e 22	-	744.416		(744.416)	-
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		2.902			(10)	2.892
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.2 e 22	30.663	42.730	1.454	(42.932)	31.915
Outros encargos	22	626	5.176		(5.307)	495
Total		34.191	792.322	1.454	(792.665)	35.302
Circulante		31.764				35.302
Não circulante		2.427				-
Total		34.191				35.302

19.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

Referem-se aos valores repassados à CDE, anuidos pela ANEEL.

19.2 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 pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem 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 pela Companhia 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 das Resoluções Normativas 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 o 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 (previstopara ocorrer no primeiro semestre de 2021) com vistas a dar transparência e colher subsídios sobre as alterações promovidas pela MP nº 998.

O saldo líquido em 31 de dezembro de 2020 no montante de R\$31.915 (R\$30.663 em 31 de dezembro de 2019) contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

19.3 Bandeiras tarifárias

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.

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.

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, gerida 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. As bandeiras tarifárias aplicadas em 2020 foram:

Bandeiras	Meses
Verde	Fevereiro a Novembro
Amarela	Janeiro
Vermelha - patamar 2	Dezembro

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.

20 Provisões

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1	7.067	6.313	198.322	182.924
Total		7.067	6.313	198.322	182.924

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.

20.1 Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias

A Companhia é parte 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 das 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 da Companhia.

20.1.1 Risco de perda provável

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

	Passivo					Ativo		
	Saldo em 31/12/2019	Constituição	Baixas		Atualizações monetárias	Saldo em 31/12/2020	Depósito judicial	
			Pagamentos	Reversões			31/12/2020	31/12/2019
Trabalhistas	36.479	6.586	(7.859)	(4.500)	806	31.512	6.919	8.025
Cíveis	110.582	17.296	(10.352)	(2.076)	17.750	133.200	40.409	35.324
Fiscais	11.120	152			481	11.753		
Regulatórias	6.026		(1.189)		59	4.896		
Outros	25.030	3.532	(1.589)	(3.173)	228	24.028		
Total	189.237	27.566	(20.989)	(9.749)	19.324	205.389	47.328	43.349
Circulante	6.313					7.067		
Não circulante	182.924					198.322	47.328	43.349
Total	189.237					205.389	47.328	43.349

O valor referente as garantias de provisões prováveis na Companhia é de R\$6.550 em 31 de dezembro de 2020 (R\$8.203 em 31 de dezembro de 2019).

20.1.1.1 Trabalhistas

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 entendeu, por ora, 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 passou a atualizar todos os processos trabalhistas por meio do IPCA-E.

20.1.1.2 Cíveis

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 dezembro de 2020 é de R\$62.319 (R\$54.906 em 31 de dezembro de 2019), destacando-se:

- 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 nºs 38/86 e 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 Companhia 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 Companhia 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 pericia 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 dezembro de 2020 é de R\$51.442 (R\$45.691 em 31 de dezembro de 2019).

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



20.1.1.3 Fiscais

Em 31 de dezembro de 2020, o valor total da contingência é de R\$10.572 (R\$10.396 em 31 de dezembro de 2019), em razão da reavaliação de provas do processo judicial, no qual discute-se ao direito aos créditos de ICMS utilizados pela Companhia 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 Companhia 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.

20.1.1.4 Regulatórias

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

20.1.2 Risco de perda possível

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

	Ativo			
	Depósito judicial			
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Trabalhistas	41.222	36.219	739	1.970
Cíveis	448.778	313.613	2.142	4.884
Fiscais	828.776	644.958	40.921	32.162
Regulatórias		3.574	552	552
Total	1.318.776	998.364	44.354	39.568

O valor referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R\$449.516 em 31 de dezembro de 2020 (R\$341.175 em 31 de dezembro de 2019).

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacamos as seguintes ações:

20.1.2.1 Cíveis

- Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação 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 dezembro de 2020 é de R\$196.284 (R\$164.589 em 31 de dezembro de 2019).

- 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, a Companhia, por meio da ABRADÉE, ajuizou o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$18.077 (R\$15.184 em 31 de dezembro de 2019).

- Adicionalmente, a SAESA propôs ação 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. A Companhia 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 2018 foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos da SAESA. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$5.391 (R\$4.571 em 31 de dezembro de 2019).

20.1.2.2 Fiscais

- Discussão na esfera judicial sobre créditos de ICMS utilizados pela Companhia 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 dezembro de 2020 de R\$123.163 (R\$121.905 em 31 de dezembro de 2019), a redução no valor foi devido a reavaliação e segregação dos valores, os quais foram distribuídos em provável, possível e remoto. A Companhia 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.

- Discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas de 2007, 2012 e 2015, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2020 e creditamento de ativo imobilizado (2014 a 2019), de R\$139.426 (R\$35.570 em 31 de dezembro de 2019). O valor sofreu acréscimo expressivo, devido ao ingresso de novos casos. A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

- 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 dezembro de 2020 de R\$39.456 (R\$39.064 em 31 de dezembro de 2019). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

- Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de dezembro de 2020 de R\$197.052 (R\$211.901 em 31 de dezembro de 2019), 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 Companhia apresentou as defesas, as quais 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 dezembro de 2020 é de R\$76.798 (R\$76.339 em 31 de dezembro de 2019). 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 dezembro de 2020 é de R\$98.275 (R\$75.128 em 31 de dezembro de 2019). O valor sofreu acréscimo expressivo, devido a novos ingressos. A Companhia 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 dezembro de 2020 de R\$12.145. A Companhia 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 dezembro de 2020 de R\$15.964. A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.

- Ação Judicial objetivando assegurar o direito da inclusão de débitos de PIS e COFINS dos períodos de 2015 e 2017, 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 de R\$34.660 em 31 de dezembro de 2020. A Companhia aguarda o julgamento.

20.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota e, para estas ações, o saldo dos depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2020 é de R\$35.008 (R\$31.760 em 31 de dezembro de 2019).

Considerando o disposto no item 86 do CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia não necessita efetuar o detalhe das suas contingências classificadas como remotas. Entretanto, pelo fato gerador do principal estar a decorrer, sem perspectiva de término no médio prazo e dada a materialidade dos saldos, a Companhia entende que deve proceder à divulgação da ação mencionada abaixo.

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O Capital social em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019 é de R\$596.669 e está representado por 39.091.735.037 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil.

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

A Companhia não possui capital autorizado, conforme estatuto social.

21.2 Destinação do lucro

O lucro líquido apurado em cada exercício será deduzido, antes de qualquer destinação, de prejuízos acumulados e destinado sucessivamente e na seguinte ordem:

(i) 5% serão aplicados na constituição da Reserva Legal que não excederá 20% do Capital social;

(ii) 25% serão destinados ao pagamento de dividendos; e

(iii) o saldo remanescente, após atendidas as disposições anteriores, terá a destinação determinada pela Assembleia Geral.

Conforme descrito no item (ii) acima, as ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros sobre o capital próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Lucro a ser destinado:			
Lucro líquido apurado no exercício		374.274	343.103
		<u>374.274</u>	<u>332.244</u>
Destinação do lucro:			
Dividendos intermediários - JSCP	15	55.172	70.208
Dividendos complementares	15	46.672	23.384
Lucro do exercício a deliberar	21.3.2	<u>272.430</u>	<u>238.652</u>
		<u>374.274</u>	<u>332.244</u>
Dividendos por ação - R\$ - JSCP		0,00141	0,00180

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	77.687	77.687
		<u>77.687</u>	<u>77.687</u>
Reservas de lucros			
Legal	21.2	119.334	119.334
Retenção de lucros	21.3.1	137.834	376.182
Lucro do exercício a deliberar	21.3.2	<u>272.430</u>	<u>238.652</u>
		<u>529.598</u>	<u>734.168</u>

21.3.1 Retenção de lucros

A Reserva de retenção de lucros tem sido constituída em conformidade com o artigo 196 da Lei nº 6.404/76, para viabilizar os Programas de Investimentos da Companhia, previstos nos orçamentos de capital submetidos e aprovados nas Assembleias Gerais Ordinárias.

21.3.2 Lucro do exercício a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital. O saldo em 31 de dezembro de 2019 de R\$238.652 foi distribuído como dividendos adicionais (Nota 15) conforme deliberação da AGO realizada em 30 de abril de 2020.

21.3.3 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12 e regras estabelecidas no CPC 33 (R1), deduzido do respectivo Imposto de renda e contribuição social diferidos.

A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2019	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2020
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(250.053)	(243.811)	166.606		(327.258)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	85.017			26.250	111.267
	<u>(165.036)</u>	<u>(243.811)</u>	<u>166.606</u>	<u>26.250</u>	<u>(215.991)</u>

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

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

Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:

- **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 Companhia. 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 estabelecida no contrato.
- **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 23).
- **Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 12.1) 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.

	Nota	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
		2020	2019	2020	2019	2020	2019
Fornecimento - Faturado	22.1						
Residencial		1.810.472	1.770.287	4.058.657	3.836.965	1.387.297	1.632.238
Industrial		13.357	13.161	930.960	1.181.270	323.387	508.548
Comercial		135.669	132.828	1.703.971	1.980.589	592.612	853.078
Rural		5.293	4.912	61.892	79.381	14.376	23.810
Poder público		9.278	8.937	251.220	305.504	88.134	128.647
Iluminação pública		3.933	3.823	299.898	323.657	58.116	72.896
Serviço público		1.514	1.507	257.942	272.805	82.815	108.036
Consumo próprio		162	163	5.533	5.727		
		<u>1.979.678</u>	<u>1.935.618</u>	<u>7.570.073</u>	<u>7.985.898</u>	<u>2.546.737</u>	<u>3.327.253</u>
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado							
Consumidores cativos							
Residencial						1.341.570	1.222.535
Industrial						215.504	262.075
Comercial						492.090	541.499
Rural						12.331	15.153
Poder público						59.990	72.227
Iluminação pública						55.421	62.287
Serviço público						47.747	46.793
Consumidores livres		798	642	7.279.723	7.398.300	1.256.522	1.184.952
		<u>798</u>	<u>642</u>	<u>7.279.723</u>	<u>7.398.300</u>	<u>3.481.175</u>	<u>3.407.521</u>
Não faturado							
Fornecimento						(10.111)	(31.958)
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						4.710	(23.057)
						<u>(5.401)</u>	<u>(55.015)</u>
Resultados de ativos financeiros setoriais	7						
CVA						234.163	(307.833)
Itens financeiros - RTE						(37.669)	(43.613)
Itens financeiros - Outros						4.467	73.122
PIS/COFINS						19.889	(780.015)
						<u>220.850</u>	<u>(1.058.339)</u>
Suprimento - Faturado			2	919.975	881.875	199.817	219.882
Energia de curto prazo	22.2			947.399	629.948	224.960	147.530
Receita de construção	23					367.321	328.973
Atualização do ativo financeiro indenizável	13.1					56.448	135.811
Serviços cobráveis						6.314	6.408
Subvenções vinculadas ao serviço concedido						168.589	157.618
Ressarcimento por indisponibilidade						(7.300)	(8.690)
Arrendamentos e aluguéis						62.961	56.188
Outras receitas operacionais						8.788	7.961
Receita operacional bruta	22.1	<u>1.980.476</u>	<u>1.936.262</u>	<u>16.717.170</u>	<u>16.896.021</u>	<u>7.331.259</u>	<u>6.673.101</u>
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(1.378.711)	(1.509.648)
PIS/COFINS						(443.362)	162.430
ISS						(329)	(338)
						<u>(1.822.402)</u>	<u>(1.347.556)</u>
Encargos do consumidor							
P&D e PEE	19.2					(42.730)	(39.766)
CDE						(744.416)	(798.710)
PROINFA - Consumidores Livres						(47.898)	(59.871)
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	19.3						(19.395)
Outros encargos	19					(5.176)	(4.283)
						<u>(840.220)</u>	<u>(922.025)</u>
						<u>(2.662.622)</u>	<u>(2.269.581)</u>
Receita		<u>1.980.476</u>	<u>1.936.262</u>	<u>16.717.170</u>	<u>16.896.021</u>	<u>4.668.637</u>	<u>4.403.520</u>

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

22.1 Fornecimento - Faturado e Receita operacional bruta

Quando comparados os dois exercícios, é observada uma redução no fornecimento decorrente principalmente dos impactos da COVID-19 (Nota 4.3) que manteve a bandeira tarifária em verde durante 10 meses, além de ter influenciado a redução no consumo substancialmente das classes rural, industrial e comercial em 2020.

22.2 Energia de curto prazo

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, que foi impactada pela baixa do valor de PLD no ambiente do curto prazo, apesar do aumento da carga comercializada.

23 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 classifica 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 Companhia.

Na segregação entre custos e despesas, são considerados os seguintes critérios: (i) Custo do serviço: contempla os gastos diretamente vinculados à prestação do serviço de energia elétrica vinculados a concessão, tais como, compra de energia elétrica para revenda, encargos de transmissão, amortização do direito de concessão da infraestrutura e os gastos relacionados ao atendimento comercial e operação e manutenção da concessão; e (ii) Despesas operacionais: são os gastos relacionados à administração da Companhia 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):

Nota	2020						
	Custo do serviço			Despesas operacionais			Total
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	2.618.092	-	-	-	-	2.618.092
Encargos de uso da rede elétrica		523.725	-	-	-	-	523.725
Outras		1.029	-	-	-	-	1.029
		<u>3.142.846</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.142.846</u>
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.2	-	137.338	57	44.210	-	181.605
Material		-	13.698	109	3.015	-	16.822
Serviços de terceiros	23.3	-	89.278	81	70.935	-	160.294
Depreciação - Imobilizado em serviço		-	1.686	-	-	1.686	1.686
Depreciação - Ativos de direito de uso		-	-	-	9.279	9.279	9.279
Amortização		-	100.614	-	10.359	-	110.973
PECLD / perdas líquidas		-	-	-	80.301	-	80.301
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		-	-	-	-	15.397	15.397
Arrendamentos e aluguéis		-	1.093	-	-	-	1.093
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		-	-	-	-	41.133	41.133
Custo com construção da infraestrutura	22	-	-	367.321	-	-	367.321
Outras		-	23.081	266	14.257	-	37.604
		<u>-</u>	<u>366.788</u>	<u>367.834</u>	<u>80.301</u>	<u>56.530</u>	<u>1.023.508</u>
Total		<u>3.142.846</u>	<u>366.788</u>	<u>367.834</u>	<u>80.301</u>	<u>56.530</u>	<u>4.166.354</u>

Nota	2019						
	Custo do serviço			Despesas operacionais			Total
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	2.457.921	-	-	-	-	2.457.921
Encargos de uso da rede elétrica		473.582	-	-	-	-	473.582
Outras		975	-	-	-	-	975
		<u>2.932.478</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.932.478</u>
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.2	-	137.132	46	44.960	-	182.138
Material		-	9.864	51	7.383	-	17.298
Serviços de terceiros	23.3	-	95.437	107	74.852	-	170.396
Depreciação - Imobilizado em serviço		-	183	-	510	-	693
Depreciação - Ativos de direito de uso		-	9.169	-	-	9.169	9.169
Amortização		-	95.104	-	11.760	-	106.864
PECLD / perdas líquidas		-	-	-	57.114	-	57.114
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		-	-	-	-	23.210	23.210
Arrendamentos e aluguéis		-	-	-	2.732	-	2.732
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		-	-	-	-	38.848	38.848
Custo com construção da infraestrutura	22	-	-	328.973	-	-	328.973
Outras		-	25.651	266	14.129	-	39.780
		<u>-</u>	<u>372.540</u>	<u>329.177</u>	<u>57.114</u>	<u>62.058</u>	<u>977.215</u>
Total		<u>2.932.478</u>	<u>372.540</u>	<u>329.177</u>	<u>57.114</u>	<u>62.058</u>	<u>3.909.693</u>

23.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2020	2019
Contratos de compra de energia por disponibilidade	23.1.1	1.013.043	922.713
Contratos de compra de energia por quantidade		514.452	492.050
PROINFA		59.580	68.701
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.2	487.521	531.840
Energia de curto prazo	23.1.3	14.054	114.396
Energia de Itaipu Binacional	23.1.4	729.969	538.792
Encargo de Energia de Reserva - EER	23.1.5	43.314	21.868
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	23.1.6	5.118	1.082
Outros			1.837
(-) Créditos de PIS/COFINS		(248.959)	(235.358)
		<u>2.618.092</u>	<u>2.457.921</u>

23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

O aumento no exercício decorre da média dos preços contratuais em conjunto com o aumento de carga contratada no exercício de 2020.

23.1.2 Contratos de compra de energia por cotas

A redução dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de cotas decorre, principalmente, da compra de energia nos contratos na modalidade de Cotas de Garantia Física, cuja energia é contratada no ACR e firmam o termo de repactuação do risco hidrológico e da contratação de Itaipu. No período houve uma redução do risco hidrológico associado às usinas.

23.1.3 Energia de curto prazo

A variação dos saldos de energia no curto prazo foi influenciada pela crise da COVID-19 onde a queda de carga, aliados à um cenário hidrológico favorável, reduziu significativamente o preço do mercado de curto prazo (PLD), reduzindo assim o custo associado a ele quando comparamos com o mesmo período do ano anterior.

23.1.4 Energia de Itaipu Binacional

O contrato da energia de Itaipu Binacional, por ser atrelado ao dólar, teve aumento de preço quando comparado ao exercício anterior, sendo a média de 2020 de R\$5,22 e, no exercício de 2019, média de R\$3,97 da cotação do dólar.

23.1.5 Encargo de Energia de Reserva - EER

O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN. Ao longo de 2020, considerando um cenário energético mais favorável e a influência da pandemia da COVID-19 (Nota 4.3) sobre a demanda de energia elétrica do SIN, os valores de PLD apresentaram-se em patamares menores, fazendo com que houvesse necessidade de complementação da Conta de Energia de Reserva (CONER) por meio do pagamento da Companhia.

23.1.6 Encargos de Serviço do Sistema - ESS

A CCEE publicou por meio do Despacho Aneel nº 986 (Nota 4.3.1.5) o repasse dos valores do fundo de reserva para alívio futuro de encargos aos consumidores, sendo assim a principal variação do saldo corresponde a garantia de duas parcelas o recebimento dos valores de encargos para a Companhia, nos montantes de R\$3.683 e R\$36.011.

23.2 Pessoal e Administradores

	2020	2019
Pessoal		
Remuneração	84.467	83.376
Encargos	29.762	27.303
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	16.262	15.417
Outros benefícios - Corrente	40.268	42.369
Outros	6.959	9.435
	<u>177.718</u>	<u>177.900</u>
Administradores		
Honorários e encargos	3.895	3.850
Benefícios dos administradores	(8)	388
	<u>3.887</u>	<u>4.238</u>
	<u>181.605</u>	<u>182.138</u>

23.3 Serviços de terceiros

	2020	2019
Serviços de consultoria	16.663	17.044
Serviços comerciais	57.246	59.775
Serviços de manutenção	29.011	32.387
Serviços técnicos	1.813	3.045
Serviços de limpeza e vigilância	9.775	8.432
Serviços de informática	29.490	27.592
Serviços de telecomunicações	4.074	3.726
Serviços Compartilhados	5.313	7.377
(-) Crédito de PIS/COFINS	(5.171)	(6.029)
Outros	12.080	17.047
	<u>160.294</u>	<u>170.396</u>

23.4 Arrendamentos e aluguéis

O montante registrado em Arrendamentos e aluguéis refere-se aos arrendamentos que não foram contemplados pelo CPC 06 (R2) devido as isenções opcionais.

23.5 Outras

Em atendimento às melhores práticas de mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da BM&FBovespa, apresentamos o investimento social da Companhia que é dividido em: educação, cultura, saúde e saneamento e esporte. Do valor total da rubrica de Outras de R\$37.604 (R\$39.780 em 2019), R\$7.916 (R\$994 em 2019) refere-se principalmente às doações relacionadas à COVID-19 (Nota 4.2.4). Adicionalmente, a Companhia também efetuou doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal no montante de R\$3.614 (R\$4.025 em 2019), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de ICMS e Imposto de Renda e Contribuição social.

24 Resultado financeiro

	Nota	2020	2019
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções		13.646	13.918
Energia vendida		89.169	80.198
Depósitos judiciais	11	3.605	5.317
Juros e multa sobre tributos	8	49.595	241.163
Energia Livre	14.2	51.101	
Outros juros e variações monetárias		17	557
Operações de swap e hedge	17.2		2.460
Ajustes a valor presente	6.3	162	571
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(7.215)	(8.571)
Outras receitas financeiras		1.060	1.000
		<u>201.140</u>	<u>336.613</u>
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(61.288)	(53.108)
Debêntures	16.2	(43.221)	(58.170)
Variações em moeda estrangeira			(2.980)
(-) Juros capitalizados	13.3	3.240	3.166
Energia comprada		(61)	(35)
Juros e multa sobre tributos	8	(3.732)	(11.704)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	7	(24.551)	(223.641)
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1.1	(19.324)	(26.012)
Benefícios pós-emprego	18.1.1.1	(11.625)	(5.610)
Arrendamentos e aluguéis	12.5	(3.885)	(3.607)
Energia Livre	14.2		(3.455)
Outros juros e variações monetárias		(2.490)	(520)
Outras despesas financeiras		(8.778)	(13.344)
		<u>(175.715)</u>	<u>(399.020)</u>
Total		<u>25.425</u>	<u>(62.407)</u>

25 Imposto de renda e Contribuição social

O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente (15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais). A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), 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. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido.

	Nota	2020	2019
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro			
Alíquota		527.708	431.420
IRPJ e CSLL		34%	34%
		<u>(179.421)</u>	<u>(146.683)</u>
Ajustes para refletir a alíquota efetiva			
Doações		(2.691)	(295)
Resultados de equivalência patrimonial			
Juros sobre o capital próprio		18.758	23.871
Outras		(352)	(324)
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	25.1	7.159	32.800
Ajuste lucro presumido			
Incentivos fiscais		3.113	2.314
Despesa de IRPJ e CSLL		<u>(153.434)</u>	<u>(88.317)</u>
Alíquota efetiva		29,08%	20,47%

25.1 Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores

O saldo de R\$7.159 no exercício de 2020, refere-se ao benefício fiscal proveniente de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, referente ao exercício de 2019. Do montante de R\$32.800 em 2019, R\$21.143 é decorrente de benefício fiscal proveniente de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, dos exercícios de 2016 e 2017, que foram reconhecidos após a apresentação dos projetos ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia - INCT e R\$11.657 é decorrente dos créditos do Programa de Alimentação do Trabalhador - PAT, dos exercícios de 2007 à 2017.

26 Resultado por ação

O resultado básico por ação da Companhia é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.

A Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações próprias ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do período. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o período é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41.

	2020	2019
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	374.274	343.103
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	39.091.735	39.091.735
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	<u>0,00957</u>	<u>0,00878</u>

27 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

A Companhia mantém 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 efetuada 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 não efetua 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 da Companhia.

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.

27.1 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.

27.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

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

Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
No reconhecimento inicial ou subsequentemente					
Caixa e equivalentes de caixa	5				
Aplicações financeiras	Nível 2	393.354	204.814	393.354	204.814
Ativo financeiro indenizável	13.1	1.428.130	1.211.586	1.428.130	1.211.586
		<u>1.821.484</u>	<u>1.416.400</u>	<u>1.821.484</u>	<u>1.416.400</u>
Custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	5				
Bancos conta movimento	Nível 2	75.913	217.204	75.913	217.204
Consumidores e concessionárias	6	1.117.697	1.062.359	1.117.697	1.062.359
Cauções	11	399	399	399	399
Ativos financeiros setoriais	7	290.015	149.876	290.015	149.876
Outros créditos - Partes relacionadas	12	35	2.200	35	2.200
		<u>1.484.059</u>	<u>1.432.038</u>	<u>1.484.059</u>	<u>1.432.038</u>
		<u>3.305.543</u>	<u>2.848.438</u>	<u>3.305.543</u>	<u>2.848.438</u>
Passivos financeiros					
Custo amortizado					
Fornecedores	14	596.358	579.263	596.358	579.263
Debêntures	16	696.441	833.637	678.694	831.740
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17				
Moeda nacional	Nível 2	1.090.775	603.985	1.110.890	618.088
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	12	2.096	5.045	2.096	5.045
Arrendamentos e aluguéis	12.5	39.848	37.246	32.972	37.246
Passivos financeiros setoriais	7	1.546.397	1.247.873	1.546.397	1.247.873
		<u>3.971.915</u>	<u>3.307.049</u>	<u>3.967.407</u>	<u>3.319.255</u>

27.1.1.1 Ativos financeiros

Na análise para a classificação dos ativos financeiros a Companhia avalia os seguintes aspectos: (i) o modelo de negócios para a gestão dos ativos financeiros; e (ii) as características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro.

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, os ativos financeiros são classificados e mensurados conforme descrito abaixo:

• Custo amortizado

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de manter o ativo financeiro para receber fluxos de caixa contratuais e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA)

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de receber os fluxos de caixa contratuais, tanto pela manutenção quanto pela venda do ativo financeiro, e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio do resultado (VJR)

Se a Companhia possui um ativo financeiro que não se enquadra na classificação de custo amortizado ou VJORA ou quando a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes.

27.1.1.2 Passivos financeiros

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, como regra geral, os passivos financeiros são classificados e mensurados como custo amortizado.

Os passivos financeiros apenas serão classificados como VJR se forem: (i) derivativos; (ii) passivos financeiros decorrentes de ativos financeiros transferidos que não se qualificaram para desreconhecimento; (iii) contratos de garantia financeira; (iv) compromissos de conceder empréstimo em taxa de juros abaixo do praticado no mercado; e (v) contraprestação contingente reconhecida por adquirente em combinação de negócios.

A Companhia também poderá classificar um passivo financeiro como VJR quando: (i) a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes; ou (ii) o desempenho de um passivo financeiro é avaliado com base no seu valor justo de acordo com uma estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento fornecidas internamente pela Administração da Companhia.

27.1.2 Valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas, e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela B3, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo, e considerando também o risco de crédito próprio da Companhia e da Contraparte, de acordo com o CPC 46. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude dos instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

No caso dos Empréstimos e financiamentos (Nota 17), de acordo com o CPC 12, não é aplicável a técnica de ajuste a valor presente aos contratos com o BNDES, uma vez que estes contratos possui características próprias.

As operações com instrumentos financeiros da Companhia que apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo são decorrentes do fato destes instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado das Debêntures, Empréstimos e financiamentos e Arrendamentos e aluguéis diferem do seu valor contábil.

As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos dos instrumentos financeiros, que diferem do valor contábil, são divulgadas a seguir levando em consideração os prazos e relevância de cada instrumento financeiro:

(i) Debêntures, Empréstimos e financiamentos: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto, incluindo o risco de crédito; e

(ii) Arrendamentos e aluguéis: consiste nos contratos, ou parte dos contratos, que transfere o direito de usar um ativo subjacente por um período de tempo em troca de contraprestação, conforme CPC 06 (R2). O saldo leva em consideração os fluxos futuros de pagamento, fundamentado nas condições contratuais, descontados a valor presente pela taxa que corresponde o custo de financiamento na contratação dos ativos alugados.

27.1.2.1 Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros

A hierarquização dos instrumentos financeiros por meio do valor justo regula a necessidade de informações mais consistentes e atualizadas com o contexto externo à Companhia. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia:

(a) Nível 1 - preços negociados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

(b) Nível 2 - preços diferentes dos negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente; e

(c) Nível 3 - para o ativo ou passivo que são baseados em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia, classificados como valor justo por meio do resultado, foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento. Não houve alteração nas classificações dos níveis de Instrumentos financeiros no exercício.

27.2 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.

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.

27.2.1 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. Os Empréstimos, financiamentos e Debêntures captados pela Companhia, apresentados nas notas 16 e 17, possuem regras contratuais para os passivos financeiros fundamentalmente atrelados ao risco de mercado associado à TJLP, CDI e IPCA.

Deve-se considerar que a Companhia está exposta a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações. A Companhia está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao Dólar, 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.

Com a pandemia da COVID-19 (Nota 4.2) a Administração da Companhia avaliou suas principais exposições tendo concluído que, no exercício, não há incremento de risco significativo de mercado, conforme exposto acima.

27.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a Companhia efetua 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 da Companhia. 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 em função da variação de cada risco destacado.

No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia, 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	Aging cenário provável		Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)	
		Saldo da exposição	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	393.231	2.902		2.902	721	1.441	(723)	(1.448)
Fundos de investimento	CDI	123	2		2		1		(1)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	393.354	2.904	-	2.904	721	1.442	(723)	(1.449)
Debêntures	CDI	(379.851)	(5.965)	(23.061)	(29.026)	(7.151)	(14.272)	7.203	14.438
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	(805.252)	(20.603)	(38.152)	(58.755)	(10.924)	(25.227)	16.632	29.896
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(1.185.103)	(26.568)	(61.213)	(87.781)	(18.075)	(39.499)	23.835	44.334
		<u>(791.749)</u>	<u>(23.664)</u>	<u>(61.213)</u>	<u>(84.877)</u>	<u>(17.354)</u>	<u>(38.057)</u>	<u>23.112</u>	<u>42.885</u>
Operação	Risco								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(98.888)	(6.065)	(8.062)	(14.127)	(2.133)	(4.244)	2.157	4.337
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(98.888)	(6.065)	(8.062)	(14.127)	(2.133)	(4.244)	2.157	4.337
		<u>(98.888)</u>	<u>(6.065)</u>	<u>(8.062)</u>	<u>(14.127)</u>	<u>(2.133)</u>	<u>(4.244)</u>	<u>2.157</u>	<u>4.337</u>
Operação	Risco								
Debêntures	IPCA	(289.133)	(34.171)	(65.801)	(99.972)	(10.720)	(21.781)	10.389	20.458
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(165.960)	(25.389)	(19.297)	(44.686)	(3.569)	(7.223)	3.486	6.891
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(455.093)	(59.560)	(85.098)	(144.658)	(14.289)	(29.004)	13.875	27.349
		<u>(455.093)</u>	<u>(59.560)</u>	<u>(85.098)</u>	<u>(144.658)</u>	<u>(14.289)</u>	<u>(29.004)</u>	<u>13.875</u>	<u>27.349</u>

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP, e IPCA estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 1,8% e 6,0% a.a.; TJLP entre 4,2% e 5,2% a.a.; e IPCA entre 3,5 e 22,2% a.a.

27.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre as debêntures e empréstimos captados pela Companhia são apresentados nas notas 16 e 17.

A Administração da Companhia somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia estão demonstrados nas rubricas: (i) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), sendo o Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e os Equivalentes de caixa correspondentes às aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa; (ii) Consumidores e Concessionárias (Nota 6), cujos os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos; (iii) Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) cujo o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição; e (iv) Ativos financeiros setoriais (Nota 7) que serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, conseqüentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 29.1.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2020, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

Passivos financeiros	31/12/2020					31/12/2019	
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Total
Fornecedores	463.655	78.365	54.338			596.358	579.263
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			545	1.551		2.096	5.045
Debêntures		100.920	78.852	498.922		678.694	831.740
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		384.851	217.263	508.776		1.110.890	618.088
Arrendamentos e aluguéis	878	1.720	9.970	13	20.391	32.972	37.246
Passivos financeiros setoriais			433.852	1.112.545		1.546.397	1.247.873
	<u>464.533</u>	<u>565.856</u>	<u>794.820</u>	<u>2.121.807</u>	<u>20.391</u>	<u>3.967.407</u>	<u>3.319.255</u>

Adicionalmente a Companhia possui em seu Contrato de Concessão cláusula de Equilíbrio Econômico-Financeiro para restabelecer alterações significativas nos custos, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica ou na hipótese de alteração unilateral do contrato, o que garante maior estabilidade na gestão do risco de liquidez da Companhia.

27.2.2.1 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 pela Companhia 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 dezembro de 2020 estão apresentados na nota 29.1.

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 preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Em 2016 a Nota Técnica nº 109/2016 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 descontratar 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 e venda 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 nº 9.143/17 (Resolução nº 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 727/2016 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 (Nota 4.2.5.2), houve uma redução no mercado de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2020, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada. 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.

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 se dará 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 A sobrecontratação de energia, relativa ao exercício de 2020, afetou negativamente o resultado da Companhia em R\$15.326, já incluindo os efeitos da COVID-19.

27.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui 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 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 16 e 17. Até 31 de dezembro de 2020 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas para os Empréstimos, financiamentos e Debêntures nas respectivas notas 16 e 17. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida 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.

27.2.2.3 Capital Circulante Líquido - CCL

O capital circulante líquido da Companhia, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, em 31 de dezembro de 2020 foi negativo em R\$194.877 (R\$735.288 positivo em 31 de dezembro de 2019). O capital circulante líquido negativo é proveniente, principalmente, das amortizações previstas dos Empréstimos e Financiamentos (Nota 17) e da constituição de passivos financeiros setoriais decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS (Nota 8.2), que começarão a ser devolvidos via tarifa aos consumidores no próximo processo tarifário. A Administração da Companhia entende que possui liquidez satisfatória, mesmo com o capital circulante líquido negativo, apresentando condições adequadas para cumprir as obrigações operacionais de curto prazo, e caso seja necessário, serão realizadas novas captações de dívida.

27.2.3 Risco hidrológico

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 conseqüentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

Em relação ao risco de racionamento, para o seu monitoramento, a Companhia utiliza 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.

27.2.4 Risco de crédito

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

• Consumidores e Concessionárias

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, a Companhia realiza 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 a Companhia realiza 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. A Companhia oferece 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 4.3.4.1, a Resolução Normativa nº878 vedou em 24 de março de 2020 a suspensão do fornecimento de energia para determinadas classes de consumo. Com isso, a Companhia observou aumento na inadimplência comparado ao histórico de arrecadação e, conseqüentemente, aumentou a previsão de perdas esperadas para estes recebíveis utilizando parâmetros do indicador de inadimplência do Banco Central calculado por consultoria especializada (Nota 6).

Ainda com relação a pandemia da COVID-19 a Companhia possui contratos de energia com clientes livres, onde, entre março e dezembro, alguns destes clientes solicitaram melhores condições de pagamento para aliviarem o impacto em seus fluxos de caixa e/ou acionaram a cláusula de Caso Fortuito ou Força Maior para suspenderem o pagamento da demanda contratada enquanto durar a pandemia e pagar somente a energia efetivamente medida dos contratos. A Administração da Companhia 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 exercício não houve registro contábil relativo ao risco de crédito.

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.

Para os efeitos da COVID-19 (Nota 4.2), a Companhia aguarda o encerramento da 3ª fase da Consulta Pública nº 35, que definirá os critérios para eventual restabelecimento de equilíbrio econômico com vistas a recuperar as perdas de crédito materializadas e que, por ventura, não se enquadrem nos critérios de cálculo do submódulo 2.2 do PRORET.

• Caixa, Equivalentes de caixa e Cauções

A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base em 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 são orientadas pela mesma política citada acima, estabelecendo 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, 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 opera 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:

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Classificação da instituição financeira			
AAA		393.231	179.403
AA			25.190
	5	<u>393.231</u>	<u>204.593</u>

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 (Nota 5.2).

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia 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 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 de Companhia e incorpora tais ativos na mesma. Adicionalmente, o contrato de concessão também garante que serão indenizados à Companhia os saldos remanescentes de eventual insuficiência de ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

27.2.5 Risco regulatório

As atividades da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSESP, etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, CCEE, etc.). A Companhia 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 o negócio. Adicionalmente, a Companhia atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

27.2.6 Gestão de capital

Os objetivos da Administração ao administrar o capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia 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.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas, emitir novas ações, fazer novos financiamentos ou refinarciar as dívidas existentes.

	31/12/2020	31/12/2019
Total dos empréstimos e debêntures	1.789.584	1.449.828
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(469.267)	(422.018)
Dívida líquida	1.320.317	1.027.810
Total do Patrimônio Líquido	987.963	1.243.488
Total do capital	2.308.280	2.271.298
Índice de alavancagem financeira - %	57,20%	45,25%

28 Demonstrações dos Fluxos de Caixa

28.1 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	Saldo em 31/12/2019	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2020
				Variação monetária e cambial	Valor justo	Adições/baixas	
(Aumento) diminuição de passivos de financiamento							
Dividendos	15	83.061	(560.060)			570.568	93.569
Debêntures	16.2	831.740	(196.267)	12.192		31.029	678.694
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17.2	618.088	431.514	5.937		55.351	1.110.890
Arrendamentos e aluguéis	12.5	37.246	(9.778)	878	3.007	1.619	32.972
		1.570.135	(334.591)	19.007	3.007	658.567	1.916.125
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento)		1.570.135	(334.591)	19.007	3.007	658.567	1.916.125

	Saldo em 31/12/2018	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2019
			Variação monetária e cambial	Valor justo	Adições/baixas	
(Aumento) diminuição de passivos de financiamento						
Dividendos	56.350	(192.874)			219.585	83.061
Debêntures	656.119	117.451			58.170	831.740
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	701.134	(136.674)	7.287	39	46.302	618.088
Arrendamentos e aluguéis	-	(7.050)	3.148	459	40.689	37.246
	1.413.603	(219.147)	10.435	498	364.746	1.570.135

28.2 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2), 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:

	2020	2019
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	93.568	83.061
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	3.240	3.166
Capitalização nos Ativos da concessão relativos a contingências	2.420	3.769
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	1.619	40.689
Total	100.847	130.685

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, 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, 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 corresponde o custo médio de capital (WACC) da Companhia.

	31/12/2020					31/12/2019
	2021	2022 a 2023	2024 a 2025	A partir de 2026	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	354	42			396	130
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.575.817	4.753.060	3.855.342	12.206.347	23.390.566	23.761.091
Encargos de conexão e transporte de energia	460.570	925.503	808.382	1.075.463	3.269.918	2.720.063
Materiais e serviços	518.663	545.781	194.575	574	1.259.593	788.049
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	94.702	108.451	29.104		232.257	274.475
	<u>3.650.106</u>	<u>6.332.837</u>	<u>4.887.403</u>	<u>13.282.384</u>	<u>28.152.730</u>	<u>27.543.808</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 dezembro de 2020, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/12/2020					31/12/2019
	2021	2022 a 2023	2024 a 2025	A partir de 2026	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	342	45			387	123
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.575.817	5.301.952	4.901.788	21.526.763	34.306.320	34.378.936
Encargos de conexão e transporte de energia	460.570	1.032.347	1.035.246	1.553.223	4.081.386	3.493.866
Materiais e serviços	501.124	587.131	238.257	907	1.327.419	702.437
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	82.169	87.995	28.907	(1)	199.070	251.954
	<u>3.620.022</u>	<u>7.009.470</u>	<u>6.204.198</u>	<u>23.080.892</u>	<u>39.914.582</u>	<u>38.827.316</u>

29.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Limite máximo garantido	
		31/12/2020	31/12/2019
Seguro de vida	Aval de acionista	147.971	144.776
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária, (ii) Seguro garantia e (iii) Depósito Cauçionado.	156.897	470.870
Outros	(i) Fiança Bancária, (ii) Recebíveis e (iii) Depósito Cauçionado.	52.638	41.601
		<u>357.506</u>	<u>657.247</u>

A variação relacionada a Ações judiciais, referem-se a casos outrora classificados como remotos, que obtiveram decisão parcialmente favorável a Companhia e gerou a redução nas garantias remotas. Esses processos são substancialmente discussões judiciais relativas 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.

Os valores em garantia de Fornecedores (Nota 14), Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (Nota 17) e Provisões (Nota 20), estão demonstrados em suas respectivas notas.

30 Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP – Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das demonstrações financeiras e consequentemente, não foram auditadas pelos auditores independentes. Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2020		31/12/2019	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	452.940	32.000	452.940	32.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	89.664	65.000	89.664	65.000
Responsabilidade civil	1.036	1.036	1.036	1.036
Transportes (materiais)	25.600	3.000	25.600	3.000
Transportes (veículos)	789	789	789	789
Seguro de vida	147.971	(*)	144.775	(*)

(*) O valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo o limite máximo de R\$581 até o cargo de diretor. Para os cargos de vice-presidente e presidente o limite máximo é de R\$ 1.452.

A Companhia possui seguro patrimonial das subestações onde, dentre os itens segurados, destacam-se máquinas e equipamentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A EDP - Energias do Brasil possui cobertura de Responsabilidade Civil, estendida para a Companhia, com os limites conforme apresentados abaixo:

(i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R\$50.000;

(ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R\$17.190;

(iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R\$193.210; e

(iv) Responsabilidade civil de riscos cibernéticos, com cobertura de até R\$4.110.

31 Eventos Subsequentes

31.1 Conta-covid

Em 27 de janeiro de 2021, foi publicado o Despacho ANEEL nº 181, definindo os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE devido pela Companhia 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 Resolução Normativa nº 885, de 2020 (Nota 4.3.1.9). 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.

31.2 11ª Emissão de Debêntures

Em 12 de fevereiro de 2021 a Companhia realizou sua 11ª emissão de debêntures no valor de R\$700.000, com prazo total de 5 anos, taxa de juros de IPCA + 3,91% a.a., com *swap* para CDI + 1,50% a.a., juros semestrais sem carência e amortização em duas parcelas anuais no 4º e no 5º ano. A referida emissão tem por objetivo financiar parte dos investimentos em sua área de concessão.

* * *

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Presidente

João Manuel Brito Martins
Vice-Presidente

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Conselheiro

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Conselheiro

Luiz Otavio Assis Henriques
Conselheiro

Pompeu Freire de Mesquita
Conselheiro

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Evandro Scopel Cometti
Diretor de Planejamento e Engenharia

João Manuel Brito Martins
Diretor-Presidente, Comercial e Distribuição

Luiz Felipe Falcone de Souza
Diretor de Regulação

Dyogenes Rosi
Diretor de Planejamento Energético

Julio Cesar de Andrade
Diretor de Sustentabilidade

Vitor Hugo Alexandrino da Silva
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

CONTABILIDADE

Leandro Carron Rigamonte
Diretor de Contabilidade e Gestão de Ativos
(Corporativo)

Renan Silva Sobral
Gestor Executivo de Contabilidade
Contador - CRC 1SP271964/O-6