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

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	687.156	469.267
Consumidores e concessionárias	6	1.235.716	1.105.254
Ativos financeiros setoriais	7	366.289	93.072
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	8	64.020	15.802
Outros tributos compensáveis	8	214.755	337.845
Cauções e depósitos vinculados	11	197	197
Outros créditos	12	187.556	107.274
Total do Ativo Circulante		2.755.689	2.128.711
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	6	15.908	12.443
Ativos financeiros setoriais	7	495.569	196.943
Ativo financeiro indenizável	13.1	1.799.077	1.428.130
Ativos da concessão	13.3	427.811	285.113
Outros tributos compensáveis	8	502.476	794.189
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	9	187.493	225.914
Cauções e depósitos vinculados	11	131.427	126.892
Outros créditos	12	9.648	9.838
		3.569.409	3.079.462
Investimentos			
Propriedades para investimentos		992	1.003
Imobilizado	12.5	60.162	58.410
Intangível	13.2	828.735	829.768
		889.889	889.181
Total do Ativo Não circulante		4.459.298	3.968.643
TOTAL DO ATIVO		**7.214.987**	**6.097.354**

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	14	738.677	596.358
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	8	1.474	9.022
Outros tributos a recolher	8	230.375	203.740
Dividendos	15	43.335	93.569
Debêntures	16	90.322	179.772
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	85.395	602.114
Benefícios pós-emprego	18	12.746	7.760
Encargos setoriais	19	50.104	35.302
Provisões	20	7.437	7.067
Passivos financeiros setoriais	7	400.427	433.852
Outras contas a pagar	12	188.976	155.032
Total do Passivo Circulante		1.849.268	2.323.588
Não circulante			
Outros tributos a recolher	8	150.762	166.421
PIS e COFINS diferidos	9	1.093	879
Debêntures	16	2.002.820	498.922
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	468.770	508.776
Benefícios pós-emprego	18	254.025	226.346
Provisões	20	226.787	198.322
Passivos financeiros setoriais	7	920.440	1.112.545
Outras contas a pagar	12	50.504	73.592
Total do Passivo Não circulante		4.075.201	2.785.803
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	596.669	596.669
Reservas de capital	21.3	77.687	77.687
Reservas de lucros	21.3	851.966	529.598
Outros resultados abrangentes	21.3.3	(235.804)	(215.991)
Total do Patrimônio líquido		1.290.518	987.963
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**7.214.987**	**6.097.354**

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)

	Nota	2021	2020
Receitas	22	6.460.411	4.668.637
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(4.555.881)	(3.142.846)
Custo de operação		(390.256)	(366.788)
Custo do serviço prestado a terceiros		(518.230)	(367.834)
		(5.464.367)	(3.877.468)
Lucro bruto		996.044	791.169
Despesas e Receitas operacionais	23		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(79.646)	(80.301)
Despesas gerais e administrativas		(139.454)	(152.055)
Outras despesas		(43.665)	(56.530)
		(262.765)	(288.886)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		733.279	502.283
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		134.376	201.140
Despesas financeiras		(268.064)	(175.715)
		(133.688)	25.425
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		599.591	527.708
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(104.286)	(160.598)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(48.628)	7.164
		(152.914)	(153.434)
Lucro líquido do exercício		**446.677**	**374.274**
Resultado por ação atribuível aos acionistas	26		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		0,01143	0,00957

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)

	2021	2020
Lucro líquido do exercício	446.677	374.274
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(30.020)	(77.205)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10.207	26.250
	(19.813)	(50.955)
Resultado abrangente do exercício	**426.864**	**323.319**

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 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
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**

	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2020	**596.669**	**77.687**	**529.598**	**(215.991)**	**-**	**987.963**
Lucro líquido do exercício					446.677	446.677
Destinação do lucro						
Reserva de retenção de lucros			272.430			272.430
Dividendos INTERCALARES - RCA de 24/09/2021					(73.327)	(73.327)
Dividendos intermediários (JSCP)					(50.982)	(50.982)
Lucro do exercício a deliberar			49.938		(322.368)	(272.430)
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(30.020)		(30.020)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				10.207		10.207
Saldos em 31 de dezembro de 2021	**596.669**	**77.687**	**851.966**	**(235.804)**	**-**	**1.290.518**

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	2021	2020
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		599.591	527.708
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		79.646	80.301
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(150.930)	(56.448)
Depreciações e amortizações		134.931	121.938
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados		22.710	(6.395)
Ativos e passivos financeiros setoriais		(17.627)	24.551
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		1.644	(51.101)
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos		170.677	101.269
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		15.041	4.974
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		51.290	32.301
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		25.182	18.546
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(4.590)	(3.605)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		21.065	(45.863)
Outros		12.917	6.025
		961.547	754.201
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(213.693)	(135.477)
Ativos financeiros setoriais		(541.959)	(125.948)
Imposto de renda e contribuição social a compensar		78.346	210.492
Outros tributos compensáveis		414.803	13.820
Cauções e depósitos vinculados		55	(8.408)
Outros ativos operacionais		(82.823)	(35.331)
		(345.271)	(80.852)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		138.730	66.254
Passivos financeiros setoriais		(237.787)	259.782
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(119.481)	(164.197)
Outros tributos a recolher		10.976	2.057
Benefícios pós-emprego		(12.396)	(7.631)
Encargos setoriais		(10.380)	(17.435)
Provisões		(21.606)	(18.569)
Outros passivos operacionais		1.222	87.491
		(250.722)	207.752
Caixa proveniente das atividades operacionais		**365.554**	**881.101**
Imposto de renda e contribuição social pagos		(134.970)	(159.960)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais		**230.584**	**721.141**
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições aos Ativos da concessão		(515.526)	(336.627)
Adições ao Imobilizado e Intangível			(2.674)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		**(515.526)**	**(339.301)**
Fluxo de caixa líquido das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(166.896)	(560.060)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		1.493.971	464.821
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures		(728.849)	(186.291)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos		(84.057)	(43.283)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(11.338)	(9.778)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento	28.1	**502.831**	**(334.591)**
Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		**217.889**	**47.249**
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		687.156	469.267
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		469.267	422.018
		217.889	**47.249**

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)

	2021	2020
Geração do valor adicionado	**9.695.137**	**7.260.735**
Receita operacional	9.085.702	6.907.490
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(79.646)	(80.301)
Receita de construção	517.987	367.321
Atualização do Ativo financeiro indenizável	150.930	56.448
Outras receitas	20.164	9.777
(-) Insumos adquiridos de terceiros	**(5.808.397)**	**(4.113.205)**
Custos da energia comprada	(4.348.421)	(2.867.051)
Encargos de uso da rede elétrica	(641.963)	(577.107)
Materiais	(19.463)	(17.652)
Serviços de terceiros	(169.084)	(165.465)
Custo com construção da infraestrutura	(517.987)	(367.321)
Outros custos operacionais	(111.479)	(118.609)
Valor adicionado bruto	**3.886.740**	**3.147.530**
Retenções		
Depreciações e amortizações	(145.917)	(131.421)
Valor adicionado líquido produzido	**3.740.823**	**3.016.109**
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	140.678	208.355
Valor adicionado total a distribuir	**3.881.501**	**3.224.464**
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	99.524	109.128
Benefícios	42.949	41.103
FGTS	10.415	8.061
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	1.381.985	1.124.422
Estaduais	1.617.615	1.379.560
Municipais	8.751	7.869
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	274.045	178.955
Aluguéis	(460)	1.092
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	50.982	55.172
Dividendos	73.327	46.672
	3.559.133	**2.952.034**
Lucros retidos	322.368	272.430
	3.881.501	**3.224.464**

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 03 de fevereiro de 2022. 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 beneficio 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 6.6); 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 6.6.

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 2021, 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.

A Administração da Companhia avaliou os possíveis impactos oriundos da pandemia da COVID-19 (Nota 4.5), em relação a sua posição patrimonial e financeira, com o objetivo de identificar a existência de fatores que requeressem a realização de teste relativo ao valor recuperável de seus ativos não financeiros. Como resultado dessa avaliação, a Administração da Companhia concluiu com base em suas análises, que nesse momento, não há indicativos quanto a necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos seus ativos não financeiros.

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, consequentemente, 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 Normativos emitidos pelo IASB e ainda não homologados pelo CPC

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
Revisão 15: 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	Pronuncia-mento	01/01/2022
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	Pronuncia-mento	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	Pronuncia-mento	01/01/2022
CPC 00 - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro	Atualização da referência ao CPC 00 sem alterar significativamente os requisitos do IFRS 3.	IFRS 3	Pronuncia-mento	01/01/2022
CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis	Divulgação de Políticas Contábeis (Alterações ao CPC 26/IAS 1 e IFRS Practice Statement 2).	IAS 1 / IFRS 2	Pronuncia-mento	01/01/2023
CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro	Definição e distinção de estimativa contábil, esclarece a utilização de técnicas de mensuração e dados para a mesma.	IAS 1 / IFRS 2	Pronuncia-mento	01/01/2023
CPC 32 - Tributos sobre o Lucro - Revisão de Imposto diferido relacionado a ativos e passivos decorrentes de uma única transação	As alterações limitam o escopo da isenção de reconhecimento inicial para excluir transações que dão origem a diferenças temporárias iguais e compensatórias.	IAS 12	Pronuncia-mento	01/01/2023
CPC 50 – Contratos de seguro	Fornece 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	Pronuncia-mento	01/01/2023

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 2021 a Companhia obteve o seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Debêntures - 11ª Emissão	fev/21	jan/26	700.000	CDI + 1,50% a.a. (*)	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021
Debêntures - 12ª Emissão	ago/21	jul/26	350.000	CDI + 1,25% a.a.	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
Debêntures - 13ª Emissão	dez/21	dez/26	450.000	CDI + 1,38% a.a.	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
			1.500.000		

Para mais informações sobre o recurso recebido acima, vide nota 16.

(*) Esta debênture da Companhia foi captada a IPCA + 3,91% e foi efetuado *swap* para CDI, como demonstrado acima. Maiores informações vide nota 27.1.3.

4.2 Reajuste Tarifário Anual

Em 21 de outubro de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.964, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado pela Companhia a partir de 23 de outubro de 2021.

O efeito médio percebido pelos consumidores é de 12,39%, sendo 4,41% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 16,74% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

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 32,59%, resultando em um saldo atualizado de R$1.588.368, frente a parcela B homologada em 2020. O IGP-M apurado para o período tarifário é de +24,86% e o Fator X de 1,03%. 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 0,07%.

Nos encargos setoriais, em relação à CDE Conta-COVID foi considerado o valor de R$141.415 referente à amortização da operação de crédito destinada ao setor elétrico para o enfrentamento da pandemia da COVID-19 (Nota 4.5), nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 885/2020 (Nota 4.5.1).

O ajuste dos itens financeiros incluído pela ANEEL neste processo foi de R$131.914, referente à diferença entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário de 2020 a 2021. Os itens financeiros também consideram a devolução de R$143.557 de créditos tributários de PIS e COFINS habilitados e compensados pela Companhia perante a Receita Federal do Brasil (Nota 8.3.1.2).

4.3 Não incidência de IRPJ e CSLL sobre a atualização pela Selic dos indébitos tributários recebidos da União

Em 24 de setembro de 2021 o Supremo Tribunal Federal (STF) decidiu que não incidem IRPJ e CSLL sobre a receita de atualização monetária dos indébitos tributários recebidos da União (Taxa Selic).

A Companhia é parte, com outras Companhias do Grupo EDP – Energias do Brasil, de mandado de segurança que objetiva o reconhecimento do direito de não recolher o IRPJ e a CSLL sobre os valores referentes à aplicação de juros de mora e correção monetária, relativos aos indébitos tributários passíveis de restituição, reembolso, ressarcimento ou compensação (judicialmente ou administrativamente), além do direito ao aproveitamento dos créditos dos últimos 5 (cinco) anos anteriores à data do ajuizamento da ação judicial.

Em dezembro de 2021, com o entendimento dos assessores jurídicos da probabilidade acerca do tema na Companhia, e com base no CPC 32, foi efetuado o registro de R$27.161 de principal (Nota 25) e R$3.369 de atualização monetária (Nota 24).

4.4 Medidas governamentais para gestão de recursos hídricos

Publicação	Descrição	*Status*
Medida Provisória - MP nº 1.055 de 28 de junho de 2021	A MP nº 1.055 institui a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética - CREG com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país adotando entre as medidas: (i) definir diretrizes obrigatórias para, em caráter excepcional e temporário, estabelecer limites de uso, armazenamento e vazão das usinas hidrelétricas e eventuais medidas mitigadoras associadas; (ii) estabelecer prazos para atendimento das diretrizes pelos órgãos e pelas entidades da administração pública federal direta e indireta, pelo ONS, pela CCEE e pelos concessionários de geração de energia elétrica; (iii) requisitar e estabelecer prazos para encaminhamento de informações e subsídios técnicos aos órgãos e às entidades da administração pública federal direta e indireta, à ONS, à CCEE e aos concessionários de geração de energia elétrica. O Ministério de Minas e Energia (MME), com a melhora da expectativa de chuvas ao final do ano de 2021, após reunião da CREG em 05 de novembro de 2021, sinalizou o fim da vigência da MP 1.055/2021, que instituiu a CREG. A MP perdeu a validade no dia 07 de novembro de 2021, e, com isso, a Câmara encarregada da gestão da atual crise hídrica também deixou de existir.	Esta MP entrou em vigor em 28 de junho de 2021 e a CREG teria duração até 30 de dezembro de 2021. Em 07 de novembro a MP perdeu efeito legal, bem como ocorreu o fim da CREG.
Bandeira tarifária - faixas de acionamento e adicionais	Após deliberação na 23ª Reunião Pública Ordinária de Diretorial da ANEEL realizada em 29 de junho de 2021, foram definidos os novos adicionais aplicados a partir de 1º julho de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.888/2021, alterando de R$1,343 para R$1,874 o valor adicional da vigência da bandeira tarifária amarela a cada 100 kWh consumidos, de R$4,169 para R$3,971 o valor adicional para a bandeira vermelha patamar 1 para cada 100 kWh consumidos e de R$6,243 para R$9,492 o valor adicional da bandeira tarifária vermelha patamar 2 a cada 100 kWh consumidos.	Valores vigentes desde 1º de julho de 2021
	Em razão da excepcionalidade advinda da escassez hídrica em 2021, foi criada a Bandeira Tarifária Escassez Hídrica conforme determinação da CREG. Esse patamar foi criado por meio da Resolução nº 3 de 31 de agosto de 2021 para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia. Com isso, a cobrança da bandeira Escassez Hídrica é de R$14,20 a cada 100 kWh consumidos. Essa cobrança vale para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional - SIN com exceção dos beneficiários da tarifa social que deverá ser aplicado a bandeira anterior patamar 2 vigente desde 1º de julho de 2021. Com a decisão da CREG, a Bandeira Escassez Hídrica não houve necessidade de deliberar a revisão do patamar 2 da bandeira vermelha oriunda da Consulta Pública nº 41/2021 aberta em julho. A consulta foi fechada por perda do objeto, considerando a decisão da CREG.	Valores vigentes desde 1º de setembro de 2021 à abril de 2022.
Medida Provisória - MP nº 1.078 de 13 de dezembro de 2021	A MP nº 1.078 dispõe sobre as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. A partir da referida MP, passa a vigorar a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com as principais alterações: (i) prover recursos, arrecadados exclusivamente por meio de encargo tarifário, para a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica e dos diferimentos aplicados no processo tarifário anterior à liberação dos recursos da operação financeira, conforme definido em regulamento; (ii) Os consumidores do ambiente de contratação regulada, a partir da data de publicação desta MP, deverão pagar, por meio de encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras; e (iii) O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, fica autorizado a estabelecer bandeira tarifária extraordinária para a cobertura de custos excepcionais decorrentes de situação de escassez hídrica.	Esta MP entrou em vigor no dia 13 de dezembro de 2021 (Nota 12.1).
Resolução Normativa - REN nº 02 de 31 de agosto de 2021	A REN nº 02, tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 1.055/21, na Lei nº 10.848/04, institui o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras dos grupos A e B no mercado regulado do Sistema Interligado Nacional - SIN, com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País. O Programa de que trata o caput será implementado mediante a concessão de bônus em fatura, no valor de R$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh, em contrapartida da redução média verificada do consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), por unidade consumidora do ambiente de contratação regulada, limitado a 20% (vinte por cento), apurada de forma cumulativa nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2021..	Esta REN entrou em vigor no dia de sua publicação. A Companhia reconheceu o montante de R$64.018 referente a este subisídio em dezembro de 2021 (Nota 12.1.1)

4.5 COVID-19 (pandemia do novo Coronavírus)

A Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou, em 11 de março de 2020, que existe uma pandemia decorrente do novo Coronavírus (COVID-19), doença causada pelo coronavírus SARS-CoV-2. As incertezas geradas pela disseminação da COVID-19 com suas variantes, provocaram intensa volatilidade nos mercados financeiros e de capitais mundiais nos exercícios de 2020 e 2021, tendo os maiores impactos ocorridos no primeiro ano da referida pandemia.

4.5.1 Medidas de Assistência Governamental iniciadas em 2020 com impactos no exercício de 2021

Publicação	Descrição	*Status*
Resoluções Normativas - REN ANEEL n° 878 de 24/03/2020, nº 886 de 15/06/2020 e nº 891 de 21/07/2020	A REN ANEEL nº 878 visava estabelecer a preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Decretos nº 10.282 e nº 10.288, de 2020 e o art. 11 da REN ANEEL nº 414/2010, onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais rural e baixa renda. A REN ANEEL nº 891 revisou a REN ANELL nº 878, tendo como novas regras a partir de 1º de agosto de 2020: (i) diversas atividades de prestação de serviços ao consumidor devem ser retomadas pelas distribuidoras; (ii) manter a vedação de cortes de energia por falta de pagamento para os consumidores classificados como Baixa Renda enquanto durar o estado de emergência da pandemia; e (iii) volta a ser permitida a possibilidade de cortes de energia por falta de pagamento para consumidores residenciais e serviços e atividades considerados essenciais, onde a distribuidora deve enviar ao consumidor nova notificação sobre existência de pagamentos pendentes, ainda que já tenha encaminhado em período anterior para o mesmo débito.	Revogadas pela REN ANEEL nº 928/21 (Nota 4.4.2)
Resolução Normativa - REN ANEEL nº 885 de 23/06/2020 (Conta-covid)	A REN ANEEL nº 885, aprovou a regulamentação do Decreto n° 10.350/2020 da Conta-covid. A conta foi instituída pela MP nº 950, com objetivo de dar liquidez financeira ao setor e aliviar os consumidores de impactos tarifários no ano de 2020. A dinâmica da referida conta está fundamentada em antecipar ativos setoriais constituídos pelas empresas e que já seriam repassados às tarifas dos consumidores nos processos ordinários. Dessa forma, a operação garantiu o repasse desses ativos setoriais às distribuidoras, permitindo a manutenção da fluidez financeira da cadeia do setor elétrico, de maneira que, ao mesmo tempo, evitou impactos tarifários elevados aos consumidores nos processos tarifários de 2020, cujos custos da Conta-covid deverão ser diluídos num prazo de 54 meses. O total de recursos disponíveis para a operação foi de até R$16,2 bilhões. Em 03 de julho de 2020 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, em reunião do Conselho de Administração, realizado naquela data, foi decidido pela adesão ao Termo de Aceitação da Resolução Normativa nº 885/2020, referente ao Decreto nº 10.320/2020. O valor total requerido 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%.	Por meio do Despacho - DSP ANEEL nº 939 de 05 de abril de 2021 a agência reguladora homologou os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE destinadas à Conta COVID (Nota 19.2).

4.5.2 Medidas de Assistência Governamental adotadas em 2021

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

Publicação	Descrição	*Status*
Despachos - DSP ANEEL nº 181 de 27/01/2021 e nº 939 de 05/04/2021	O DSP ANEEL nº 181, definiu os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da 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 REN ANEEL nº 885/2020. O encargo mensal total é de aproximadamente R$429 milhões às distribuidoras que aderiram ao Termo de Aceitação da referida Resolução e devem ser recolhidos mensalmente à CCEE a partir do processo tarifário ordinário de 2021, com pagamento até o décimo dia do mês subsequente. O DSP ANEEL nº 939 revogou o Despacho nº 181/21 com a finalidade de: (i) homologar os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE Conta-covid, devidas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição, para amortização da operação de crédito contratada pela CCEE na gestão da Conta-covid, nos termos da REN ANEEL nº 885/2020; (ii) o valor de que trata o item (i) considera o custo total estimado das operações de crédito contratadas pela CCEE, incluindo principal, acessórios e despesas operacionais, observadas as condições contratadas e a constituição da Reserva de Liquidez; e (iii) os valores de que trata o item (i) devem ser recolhidos mensalmente à CCEE, diretamente na Conta-covid, a partir do processo tarifário ordinário de 2021, com pagamento até o dia 10 do mês subsequente. Conforme a Nota Técnica nº 55/2021–SGT/ANEEL, o valor total da Cobertura Tarifária Anual é de R$5,9 bilhões e o valor total do Encargo Mensal é de R$491 milhões.	O valor do recolhimento destinado à Companhia da Cobertura Tarifária Anual é de R$141.414 e o valor do Encargo Mensal é de R$11.784.
Resoluções Normativas - REN ANEEL nº 928 de 26/03/2021 e nº 936 de 15/06/2021	A REN ANEEL nº 928 visou estabelecer medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais de baixa renda (Nota 4.5.4.1). Esta Resolução teve vigência da data de sua publicação até 30 de junho de 2021 e foi prorrogada por meio da REN ANEEL nº 936.	A REN ANEEL nº 936/21 teve vigência da data de sua publicação até 30 de setembro de 2021.
Despacho - DSP ANEEL n° 904 de 30/03/2021	A ANEEL aprovou o Despacho que destina os recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE, geridos pela Companhia, para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, sendo o recolhimento na data base de 31 de agosto de 2020 e seus respectivos percentuais aplicáveis entre 1º de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2025 (Corrente) sob as obrigações devidas aos programas. Com a regulamentação a Agência toma as providências necessárias para a liberação de R$2,23 bilhões em 2021 com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária, como medida de mitigação dos impactos econômicos provenientes da pandemia da COVID-19.	O percentual de repasse de EE da Companhia destinado à CDE é de 30%. (Nota 19)
Resolução Normativa - REN ANEEL nº 932 de 27/04/2021	A REN ANEEL nº 932 aprovou as compensações não pagas tempestivamente aos consumidores conforme Resolução Normativa nº 928/2021 devem ser atualizadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, e que o art. 126 da Resolução Normativa nº 414/2010 deve ser alterado de modo que a atualização monetária de débitos dos consumidores também seja feita com base no IPCA para faturas emitidas a partir de 1º de junho de 2021.	A REN ANEEL nº 932/21 entrou em vigor em 1º de junho de 2021.
Medida Provisória - MP nº 1.066 de 02 de setembro de 2021	Foi publicada a Medida Provisória - MP nº 1.066 em que prorroga o prazo para recolhimento de PIS e COFINS, às distribuidoras de energia elétrica, relativos às competências dos meses de agosto, setembro e outubro de 2021, ficam postergados para os respectivos prazos de vencimento devidos na competência do mês de novembro de 2021.	A Companhia aderiu ao novo prazo de vencimento conforme esta MP
Resolução Normativa - REN nº 1.000 de 07 de dezembro de 2021	A REN ANEEL nº 1.000 revoga e substitui a REN nº 414 de 9 de setembro de 2010 e estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Revoga ainda as Resoluções normativas nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Com a publicação da consolidação, 61 resoluções normativas da Agência serão totalmente revogadas e 3 terão revogação parcial.	A REN nº 1.000/21 publicada em dezembro de 2021 terá efeitos à partir de 1º de janeiro de 2022.
Resolução Homologatória - REH nº 3.004 de 14 de dezembro de 2021	A REH ANEEL nº 3.004 homologa as quotas mensais provisórias da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, relativas às competências de janeiro a abril de 2022, a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Companhia deverá pagar mensalmente diretamente à CCEE o montante de R$89.216 mensais conforme consta do Anexo I da referida Resolução.	A REH nº 3.004/21 publicada em dezembro de 2021 terá efeito à partir de 1º de janeiro de 2022.

4.5.3 Medidas implementadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil

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

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

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

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

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

(iii) contratação de 386 profissionais entre médicos, enfermeiros, fisioterapeutas e auxiliares de enfermagem para o atendimento de pacientes infectados com o novo coronavírus no Hospital das Clínicas de São Paulo, em uma ação conjunta com as empresas BTG Pactual, Cosan e Eurofarma. Esta parceria colaborou com doação em torno de R$7,9 milhões para este fim.

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

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

(vi) doação de mais de 8.500 máscaras tipo PFF2/n95 para o Hospital Maternidade São Camilo, em Aracruz. Os itens de proteção foram destinadas aos profissionais que atuam na linha de frente no combate à Covid-19;

(vii) doação de R$300 mil em equipamentos, cilindros de oxigênio e 1.800 cestas básicas às Secretarias de Saúde do Ceará (SESA) e de Proteção Social, Justiça, Cidadania, Mulheres e Direitos Humanos (SPS); e

(viii) doação de 332 mil máscaras cirúrgicas, 56 mil luvas de proteção e 25,7 mil máscaras PFF2/n95 para a Secretaria Estadual de Saúde do Estado do Tocantins.

4.5.4 Impacto nas demonstrações financeiras

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

4.5.4.1 Vedação da suspensão do fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras

A vedação da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência iniciou novamente a partir de 26 de março de 2021, e foi mantida até 30 de setembro de 2021 por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 928 e nº 936 (Nota 4.5.2). Neste sentido a Administração da Companhia demonstra as premissas adotadas na nota 6.6.

4.5.4.2 Sobrecontratação de energia

Com o cenário de pandemia decorrente da COVID-19 (Nota 4.5), existiu uma excepcional redução no mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica substancialmente 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 e em 23 de novembro de 2021, a diretoria da ANEEL deliberou o resultado da Consulta Pública nº35, definindo que referida sobrecontratação oriunda da COVID-19 para os anos de 2020 e 2021 aplicasse a carga declarada nos Leilões A-1 e A-2 de 2019 como cargas previstas para 2020 e 2021 (Nota 27.2.2.1).

Para o segundo semestre de 2021, o agravamento do cenário de crise hídrica e o crescimento de mercado acima das projeções impactaram momentaneamente as estratégias definidas para o ano. Nesse sentido, a Companhia declarou déficit no MCSD de julho a dezembro de 2021 que foram atendidos pelo Mecanismo. Dessa forma, foram adquiridos pela Companhia 241 MWm, visando a proteção de seus fluxos de caixa.

Em novembro de 2021, a Diretoria da ANEEL deliberou sobre o tratamento dado aos produtos do MVE e em dezembro foi emitida a Nota Técnica nº 121/2021–SRM/SGT/ANEEL com novos critérios de apuração da sobrecontratação involuntária no que diz respeito ao máximo esforço. Para mais detalhes consultar a nota 27.2.2.1.

Adicionalmente aos efeitos relacionados acima, a sobrecontratação do exercício de 2021 oriunda substancialmente da estratégia da Administração da Companhia para proteção de entrega a seus clientes, além de proteger dos aumentos no PLD em função da crise hídrica (que teve valor médio de R$279,61/MWh (Submercado SE/CO) no exercício de 2021, enquanto no exercício de 2020, para o mesmo submercado, alcançou a média de R$177,7/MWh) resultou, no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, o impacto negativo de R$28.411 (Nota 27.2.2.1).

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Bancos conta movimento		45.165	75.913
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	634.254	393.231
Operações compromissadas lastreadas em Debêntures	5.2	6.033	
Fundos de investimento	5.3	1.704	123
		641.991	393.354
Total		687.156	469.267

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 99,00% e 103,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

5.2 Operações compromissadas lastreadas em Debêntures

As operações compromissadas lastreadas em Debêntures são aplicações financeiras de curto prazo, remunerada a 80,00% do CDI.

5.3 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 85,84% do CDI.

6 Consumidores e concessionárias

		Valores Correntes						Valores Renegociados						
		A Vencer	Vencidos					A Vencer		Vencidos				
	Nota	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.6)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.6)	Saldo líquido em 31/12/2021	Saldo líquido em 31/12/2020
Circulante														
Consumidores														
Fornecimento faturado	6.1													
Residencial		214.660	206.292	26.884	29.969	185.067	(174.792)	12.306	23.985	8.210	39.076	(43.046)	528.611	427.055
Industrial		50.364	11.953	521	1.407	31.789	(31.731)	1.566	919	374	3.262	(2.184)	68.240	128.605
Comércio, serviços e outras atividades		74.766	37.481	4.528	8.596	64.194	(54.440)	2.583	4.479	3.357	9.790	(11.153)	144.181	162.801
Rural		2.268	940	101	73	690	(621)	123	115	30	167	(87)	3.799	11.284
Poder público														
Federal		1.248	37	14	30	81			1		50		1.461	5.383
Estadual		2.651	576	21	4	69	(1)	7	11		27		3.365	4.065
Municipal		6.649	2.215	68	49	1.437	(2)	533	2.323	43	50	(1)	13.364	15.059
Iluminação pública		1.952	12.275	1.001	1	5.183		119	433	29	2.834		23.827	29.004
Serviço público		10.529	865	518	100	612		72	44	28	1		12.769	21.638
Serviços cobráveis		362	360	145	229	3.788	(2.816)						2.068	2.589
Fornecimento não faturado	6.2	379.430					(2.604)						376.826	229.546
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(2.117)											(2.117)	(3.007)
Outros créditos		483				593							1.076	1.277
		743.245	272.994	33.801	40.458	293.503	(267.007)	17.309	32.310	12.071	55.257	(56.471)	1.177.470	1.035.299
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica	6.3	31.578	382		932	528		771					34.191	18.430
Energia de curto prazo	6.4	1.601											1.601	10.963
Encargos de uso da rede elétrica		1.428	167		467	1.561		692					4.315	4.085
Outros créditos		18.139											18.139	36.477
		52.746	549	-	1.399	2.089	-	1.463	-	-	-	-	58.246	69.955
Total Circulante		795.991	273.543	33.801	41.857	295.592	(267.007)	18.772	32.310	12.071	55.257	(56.471)	1.235.716	1.105.254

		Correntes a vencer	Corrente vencida		Renegociados a vencer				
	Nota	Mais de 60 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.6)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.6)	Saldo líquido em 31/12/2021	Saldo líquido em 31/12/2020
Não circulante									
Consumidores									
Fornecimento faturado	6.1								
Residencial					8.205		(3.597)	4.608	3.395
Industrial			4.290	(2.520)	272		(171)	1.871	2.303
Comércio, serviços e outras atividades			18	(18)	4.560		(1.861)	2.699	3.410
Rural					22		(14)	8	4
Poder público									
Federal					2			2	-
Estadual					3			3	-
Municipal					5.384		(1)	5.383	2.235
Iluminação pública					573			573	214
(-) Ajuste a valor presente	6.5					(148)		(148)	(28)
		-	4.308	(2.538)	19.021	(148)	(5.644)	14.999	11.533
Concessionárias									
Outros créditos		1.028		(119)				909	910
		1.028	-	(119)	-	-	-	909	910
Total Não circulante		1.028	4.308	(2.657)	19.021	(148)	(5.644)	15.908	12.443

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 a: (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 Fornecimento faturado

A variação observada refere-se substancialmente aos reflexos do último reajuste tarifário com aumento da Parcela B (Nota 4.2).

6.2 Fornecimento não faturado

O aumento do fornecimento não faturado é observado, principalmente, em decorrência da aplicação da Resolução ANEEL nº 863/2019, a partir de janeiro de 2021, onde os consumidores do grupo A, Livres e avençados incluindo o grupo B4 de iluminação pública, passaram a serem medidos no período do mês civil e toda energia passa a ser contabilizada como fornecimento não faturado. Adicionalmente, houve impactos do último reajuste tarifário com aumento da parcela B (Nota 4.2).

6.3 Suprimento de energia elétrica

A variação do suprimento de energia elétrica observada, quando comparada a dezembro de 2020, ocorreu devido ao aumento da carga de energia elétrica comercializada no Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, decorrente da rodada extraordinária em dezembro de 2021 (Nota 27.2.2.1), com objetivo de alocação das sobras de energia do período, uma vez que o MVE é o instrumento de gestão de excedente de energia para a Companhia.

6.4 Energia de curto prazo

O redução observada na rubrica deve-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE por sazonalização operacionalizada na Companhia, nos meses de maio e junho de 2021, cujos recebimentos ocorrem entre janeiro e fevereiro do ano seguinte respectivamente.

6.5 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 2021 e 2020 a taxa corresponde a 12,26% a.a., afetando negativamente o resultado do exercício em R$120 (R$162 em 2020) (Nota 24).

6.6 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.

	Saldo em 31/12/2020	PECLD esperada Ao longo da vida	Revisão de risco (*) PECLD	Resultado de perdas	Saldo em 31/12/2021
Consumidores					
Residencial	(208.003)	(39.432)	(13.565)	39.565	(221.435)
Industrial	(42.341)	(5.249)	(1.582)	12.566	(36.606)
Comércio, serviços e outras atividades	(61.471)	(10.158)	(5.823)	9.980	(67.472)
Rural	(783)	(114)	88	87	(722)
Poder público	(1)		(109)	105	(5)
Iluminação pública	(1)		(1)	2	-
Serviço Público	-		(89)	89	-
Serviços Cobráveis	(2.240)		(576)		(2.816)
Não faturado	(1.617)	(987)			(2.604)
	(316.457)	(55.940)	(21.657)	62.394	(331.660)
Concessionárias	(119)				(119)
Total	(316.576)	(55.940)	(21.657)	62.394	(331.779)
Circulante	(308.537)				(323.478)
Não circulante	(8.039)				(8.301)
Total	(316.576)				(331.779)

(*) 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, seguem abaixo os percentuais de perdas esperadas, segregadas por classe de consumo, aplicados quando do reconhecimento inicial dos recebíveis:

	PECLD esperada 31/12/2021				PECLD esperada 31/12/2020					
	Consumo regular		Consumo irregular		Consumo regular		Consumo irregular			
			Clientes ativos				Clientes ativos		Demais clientes	
	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão
Consumidores										
Residencial	1,09%	n/a	17,32%	n/a	1,09%	n/a	17,32%	n/a	40,50%	n/a
Industrial	1,86%	0,66%	9,93%	23,68%	1,86%	0,66%	9,93%	23,68%	21,73%	25,93%
Comércio, Serviços e Outras Atividades	0,84%	0,46%	24,25%	n/a	0,84%	0,46%	24,25%	n/a	15,25%	n/a
Rural	0,35%	0,03%	14,62%	n/a	0,35%	0,03%	14,62%	n/a	41,59%	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 ANEEL nº 936/21 (Nota 4.5.2) que estendeu até 30 setembro de 2021, 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 4.5.4.1), a Administração da Companhia adotou como prática, complementar aos critérios citados acima, as seguintes premissas de mensuração:

• A aplicação mensal de matriz de inadimplência para o cenário 2021, 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; e

• Alongamento de toda a carteira de recebíveis do período de arrecadação de 48 para 60 meses, que representa o prazo máximo regulatório para cobrança dos clientes, já que se espera um maior prazo para a recuperabilidade dos recebíveis.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021, não houve alteração nas premissas de mensuração citadas acima, decorrente das Resoluções Normativas ANEEL nº 928/21 e nº 936/21, que teve sua vigência encerrada em 30 de setembro de 2021 (Nota 4.5.2).

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

7 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2020	Apropriação	Amortização (i)	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2021	Circulante	Não circulante	Valores em amortização	Valores em constituição		
								IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	IRT (*) 2023	Indeterminado (**)
CVA											
Compra de energia (ii)	14.718	184.958	(1.899)	11.912	209.689	285.504	(75.815)	207.335	2.354		
Custo da Energia de Itaipu (iii)	116.632	248.622	(45.415)	9.747	329.586	244.851	84.735	216.605	112.981		
PROINFA	(992)	21.126	(279)	437	20.292	15.639	4.653	14.088	6.204		
Transporte Rede Básica	47.796	26.221	(21.289)	2.659	55.387	50.662	4.725	49.086	6.301		
Transporte de Energia - Itaipu	5.203	4.469	(1.596)	379	8.455	5.758	2.697	4.859	3.596		
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (iv)	30.979	294.572	(27.577)	3.471	301.445	138.660	162.785	84.399	217.046		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (v)	24.881	(48.190)	(11.820)	(221)	(35.350)	(27.509)	(7.841)	(24.894)	(10.456)		
	239.217	731.778	(109.875)	28.384	889.504	713.565	175.939	551.478	338.026	-	-
Itens financeiros											
Sobrecontratação de energia (vi)	(17.178)	(120.488)	58.625	(8.311)	(87.352)	(40.957)	(46.395)	(44.564)	14.427	(57.215)	
Neutralidade da Parcela A	(12.857)	(7.066)	(3.688)	(496)	(24.107)	(13.674)	(10.433)	(13.514)	(10.593)		
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(205.430)	(37.837)	66.495	(1.309)	(178.081)	(118.765)	(59.316)	(118.765)	(48.703)	(10.613)	
Previsão de Risco Hidrológico - Antecipação (vii)	(207.537)	(198.819)	203.771	(1.028)	(203.613)	(166.169)	(37.444)	(162.765)	(40.848)		
Outros	(38.207)	23.870	37.013	(5.650)	17.026	(9.102)	26.128	(12.160)	29.186		
	(481.209)	(340.340)	362.216	(16.794)	(476.127)	(348.667)	(127.460)	(351.768)	(56.531)	(67.828)	-
PIS e COFINS											
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	27.426		(26.034)		1.392	1.392			1.392		
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS (Nota 8.3.2)	(1.041.816)	136.216	25.785	6.037	(873.778)	(400.428)	(473.350)	(108.090)	(292.338)		(473.350)
	(1.014.390)	136.216	(249)	6.037	(872.386)	(399.036)	(473.350)	(108.090)	(290.946)	-	(473.350)
Total	(1.256.382)	527.654	252.092	17.627	(459.009)	(34.138)	(424.871)	91.620	(9.451)	(67.828)	(473.350)
Ativo Circulante	93.072				366.289	366.289					
Ativo Não circulante	196.943				495.569		495.569				
Passivo Circulante	433.852				400.427	400.427					
Passivo Não circulante	1.112.545				920.440		920.440				

(*) 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.

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 da Companhia 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 período, considerando a melhor estimativa da Companhia quanto ao montante financeiro a ser realizado como decorrência do cumprimento integral da obrigação de performance completada no período, considerando todos os fatos e circunstâncias existentes que suportam à transação.

7.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de passivos setoriais líquidos dos ativos, em 31 de dezembro de 2020, somava um valor de R$1.256.382, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2021 soma um valor de R$459.009. A variação no exercício no montante de R$797.373 foi causada pelos seguintes motivos:

(i) Amortização: No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R$252.092 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 ao cenário energético, em que principalmente os custos do despacho termelétrico dentro da ordem de mérito apresentarem-se superiores no exercício em análise, com relação ao cenário médio previsto para o ano tarifário da Companhia. Essa conjuntura deve-se principalmente ao período de crise hídrica enfrentado pelo setor no ano de 2021 (Nota 4.4). Ainda, no exercício, ocorreram despachos termelétricos fora da ordem de mérito, impactando os custos previstos no Encargo de Serviço de Sistema-ESS. Adicionalmente, houve relevante repasse de receita das bandeiras tarifárias para o período analisado.

(iii) Custo da energia de Itaipu: Os custos de energia elétrica de Itaipu atribuídos mensalmente às distribuidoras são valorados de acordo com o câmbio do dólar. No processo tarifário de 2020 da Companhia, realizado em outubro do referido exercício, foi considerada uma premissa de R$5,46 para a definição da cobertura tarifária. Já para o processo de tarifário de 2021, a premissa considerada foi de R$5,34. Ocorre que a taxa cambial do dólar verificada no exercício em análise sofreu variações, contribuindo para a formação do resultado em análise. 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 Companhia previstos para o seu ano tarifário. Portanto, o preço de energia de Itaipu verificado no período foi superior à TMC, resultando na formação de um ativo regulatório.

(iv) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: Os custos do ESS/EER atribuídos à Companhia no exercício mostraram-se superiores aos montantes previstos de cobertura tarifária, em decorrência principalmente do acionamento de usinas termelétricas com CVU (Custo Variável Unitário, que corresponde à receita recebida por térmicas quando despachadas) superior ao PLD teto, além de usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito. Esse despacho termelétrico está inserido no contexto da crise hídrica mencionada na nota 4.4.

(v) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: A Resolução Homologatória ANEEL n° 2.644 de 2019 definiu os montantes de quotas da CDE para o ano de 2020, cujos montantes foram considerados como cobertura tarifária no Reajuste Tarifário de 2020 da Companhia. Posteriormente, a ANEEL abriu a Consulta Pública n° 72/2020, objetivando obter subsídios para a definição das quotas da CDE de 2021, resultando na Resolução Homologatória ANEEL n° 2.864 de 2021. As quotas pagas pelos agentes em 2021 reduziram cerca de 3% com relação ao ano de 2020, contribuindo para a formação de passivo setorial a ser revertido às tarifas.

(vi) Sobrecontratação de energia: A apropriação dos valores no exercício é representada pelo significativo aumento do PLD decorrente da Crise Hídrica, impactando parte da energia sobrecontratada da Companhia que é repassável ao consumidor em 91,02 MWm.

Em adição à Resolução Normativa ANEEL n° 885/2020, foi encerrada a fase de contribuição da Consulta Pública ANEEL nº 35/2020, instaurada para aprimoramento de mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro da Companhia, advindos da elevação de custos e frustração de receitas originado do estado de calamidade pública determinado pelo Decreto Legislativo n° 6 em decorrência da pandemia da COVID-19 (Nota 4.5).

A Administração da EDP - Energias do Brasil contratou opinião legal externa com vistas a análise do reequilíbrio econômico, cuja conclusão indica no sentido da existência de um direito à cobertura de receita para mitigar os efeitos econômicos inerentes a crise da COVID-19 (Nota 4.5), por se tratar de evento extraordinário. Contudo, enquanto não for concluída a consulta pública para estabelecer parâmetros regulatórios que orientem a valoração de tais direitos regulatórios, estes são considerados contabilmente como “ativos contingentes” .

A ANEEL definiu a metodologia de recomposição econômica dos impactos da crise do COVID-19, por meio da finalização da 3ª fase da Consulta Pública 35/2020, considerando os impactos de redução de mercado e inadimplência. A recomposição do equilíbrio econômico será realizado mediante Revisão Tarifária Extraordinária, por iniciativa e evidenciação da distribuidora, a respeito dos impactos da COVID-19.

Adicionalmente, em referência ao Despacho n° 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 ABRADEE 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 n° 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 ABRADEE.
Em dezembro de 2021 foi emitida a Nota Técnica nº 121/2021–SRM/SGT/ANEEL com novos critérios de apuração da sobrecontratação involuntária no que diz respeito ao máximo esforço, migração de consumidores livres e efeitos da distribuição de cotas que refletem nos montantes de 2016 em diante. Esse novo posicionamento da área técnica passará pela avaliação da Diretoria da ANEEL, e a Administração da Companhia está avaliando os impactos desse novo posicionamento.

(vii) Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos: Referem-se aos faturamentos realizados pela Companhia, referente a parcela de ineficiência de utilização da rede de energia elétrica da Demanda e Reativos pelos consumidores de média e alta tensão. Esses valores faturados constituem passivo setorial, a serem revertidos nas tarifas no momento da Revisão Tarifária da Companhia.

(viii) Previsão de Risco Hidrológico – Antecipação: Os valores em apropriação no exercício em análise referem-se a cobertura tarifária dos custos de Risco Hidrológico, prevista no processo tarifário anterior, que fazem frente aos custos do GSF para as usinas hidrelétricas de Itaipu, Cotas e Repactuação CCEAR. Essa previsão é baseada na expectativa de GSF para os próximos 12 meses, além do PLD de referência da Bandeira Tarifária Verde, no momento do processo tarifário.

8 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compen-sação de tributos (Nota 8.1)	Transfe-rência	Saldo em 31/12/2021
Ativos compensáveis									
Imposto de renda e contribuição social a compensar	4.3 e 8.1	15.802			4.597	126.011	(7.835)	(74.555)	64.020
Total Circulante		15.802	-	-	4.597	126.011	(7.835)	(74.555)	64.020
Outros tributos compensáveis									
ICMS	8.2	138.411	49.263					(17.692)	169.982
PIS e COFINS	8.3.2	990.569	318.189	(81)	(18.848)		(273.420)	(472.294)	544.115
IRRF sobre aplicações financeiras		1.197	3.174					(3.137)	1.234
IR/CS retidos sobre faturamento		467	2.128					(1.795)	800
Outros		1.390	38	(134)		7		(201)	1.100
Total		1.132.034	372.792	(215)	(18.848)	7	(273.420)	(495.119)	717.231
Circulante		337.845							214.755
Não circulante		794.189							502.476
Passivos a recolher									
Imposto de renda e contribuição social a recolher		9.022	104.286			(13.480)		(98.354)	1.474
Total Circulante		9.022	104.286	-	-	(13.480)	-	(98.354)	1.474
Outros tributos a recolher									
ICMS	8.4	134.257	1.626.838	(2.134)		(1.576.421)		(17.692)	164.848
PIS e COFINS	8.3.3	33.819	713.733		985		(263.756)	(453.628)	31.153
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.439	17.534		12	(16.894)			3.091
IRRF sobre juros s/ capital próprio	8.5	8.276	7.647		366		(8.642)		7.647
Parcelamentos	8.6	185.938			5.126	(20.975)	(1.022)		169.067
Encargos com pessoal		5.162	51.892			(46.370)	(5.921)		4.763
Outros		270	298						568
Total		370.161	2.417.942	(2.134)	6.489	(1.660.660)	(279.341)	(471.320)	381.137
Circulante		203.740							230.375
Não circulante		166.421							150.762

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 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis

A companhia apurou um crédito de R$7.798 referente ao Imposto de renda e contribuição social do ano de 2020, sendo utilizado R$7.721 para compensação de INSS Folha referente ao exercício de 2021.

8.2 ICMS - Ativos Compensáveis

Do saldo a compensar de R$169.982 (R$138.411 em 31 de dezembro de 2020), R$6.534 (R$6.530 em 31 de dezembro de 2020) são Circulante e R$163.448 (R$113.881 em 31 de dezembro de 2020) são Não circulante. Do montante total, R$169.952 (R$138.404 em 31 de dezembro de 2020) 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.

8.3 PIS e COFINS

8.3.1 Medida Provisória - MP nº 1.066/21

Conforme descrito na nota 4.5.2, com base na Medida Provisória nº 1.066/21, encontram-se com prazo prorrogado o PIS e a COFINS relativos aos meses de agosto à outubro de 2021.

8.3.2 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 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.

Com relação a apuração dos créditos, o Supremo Tribunal Federal, em 13 de maio de 2021, modulou os efeitos da decisão e, entre eles, decidiu que o ICMS a ser retirado da base de cálculo das contribuições é aquele destacado na nota fiscal. Nesta ocasião, a revisão de estimativa efetuada pela Companhia identificou e procedeu com redução de R$156.441 da revisão da base de faturas elegíveis ao crédito, cuja contrapartida ocorreu nos ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7), assim sendo, sem efeitos no resultado da Companhia.

Em 11 de fevereiro de 2021 a ANEEL abriu a Consulta Pública n° 5/2021, objetivando definir a metodologia de devolução aos consumidores dos créditos tributários. O prazo de contribuições dos agentes se estendeu até 29 de março de 2021, cujos principais pontos de discussão apresentados pela ANEEL em Nota Técnica nº 9/2021 SFF/SGT/SRM/SMA/ANEEL, estavam relacionados ao: (i) montantes a serem devolvidos a cada ciclo tarifário da Companhia, (ii) tempo necessário para a devolução, e (iii) operacionalização da devolução. A expectativa é que o tema seja deliberado pela Agência no primeiro semestre de 2022, com publicação da Resolução contendo as regulamentações para devolução dos créditos tributários. O montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 7) refere-se ao valor principal atualizado monetariamente.

A Companhia, por meio da carta CT-EDP-SP-64/2021, solicitou a consideração da antecipação da reversão dos créditos como componente financeiro negativo extraordinário a ser compensado do montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil. Em 20 de outubro de 2021, a SGT, por meio da Nota Técnica nº 236/2021-SGT/ANEEL, acatou o pedido da Companhia e consolidou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2021 da Companhia, nas tarifas aplicadas aos consumidores a partir de 23 de outubro de 2021 (Nota 4.2).

Desta forma, 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 2021, demonstrado a seguir:

	Principal	Ajuste Principal	Atualização	(-) Compensação	Total
Exclusão do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS	788.673	(136.215)	234.016	(422.860)	463.614

8.3.3 Pagamento - PIS e COFINS

O pagamento de PIS e a COFINS prorrogados pela MP n° 1.066 de setembro de 2021 (Nota 4.4.2), relativos aos meses de agosto, setembro e outubro, foram compensando em dezembro de 2021. Os montantes compensados respectivamente foram de R$22.135, R$30.506 e R$25.376.

8.4 ICMS - Passivo a Recolher

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

8.5 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 2021 de R$7.647 foi relativo ao IRRF sobre JSCP deliberado no exercício de 2021 e será liquidado em janeiro de 2022.

8.6 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 2021 restam 97 parcelas de R$1.780, 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

8.6.1 Movimentação do parcelamento

	PERT
Valor de adesão	293.929
Diferença REFIS/PERT	(11.033)
Pagamento	(153.381)
Atualização	39.552
Saldos em 31 de dezembro de 2021	169.067

9 Tributos diferidos

	Nota	Ativo		Passivo	
		Não circulante		Não circulante	
		31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
PIS e COFINS				1.093	879
Imposto de renda e contribuição social	9.1	187.493	225.914		
Total		187.493	225.914	1.093	879

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

		Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio Líquido	
	Nota	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
Diferenças Temporárias									
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		171.095	158.090			13.005	27.452		
Benefício pós-emprego		90.683	79.562			11.121	25.336		
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		96.524	86.390			10.134	5.832		
Consumidores - ajuste a valor presente		50	9			41	(55)		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)				183.529	132.213	(51.316)	(19.192)		
Instrumentos financeiros - CPC 39				18.628		(18.628)			
Benefícios pós-emprego - PSAP	9.1.1.1	(121.475)	(111.268)			(10.207)	(26.250)		
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes	9.1.1.1	121.475	111.268					10.207	26.250
Outras		5.300	1.160	8.684	7.792	3.248	150		
Total diferenças temporárias		363.652	325.211	210.841	140.005	(42.602)	13.273	10.207	26.250
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.1.1.2	34.682	40.708			(6.026)	(6.109)		
Total bruto		398.334	365.919	210.841	140.005	(48.628)	7.164	10.207	26.250
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(210.841)	(140.005)	(210.841)	(140.005)				
Total		187.493	225.914	-	-				

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 18.1.1.11).

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$5.780 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 períodos indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

2022	2023	2024	2025	2026	2027 a 2028	Total Não circulante
165.901	75.147	72.070	39.831	39.767	5.618	398.334

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

10 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar para sua Controladora (Nota 15), 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:

				Ativo		Passivo				Receitas (Despesas)	
				Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais	
	Relacionamento	Preço praticado (R$/MWh)	Duração	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020
Fornecedores (Nota 14)											
Suprimento de energia elétrica											
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa (*) + Custo variável	27/08/2008 a 31/12/2026			10.496	7.087			(81.417)	(39.344)
Energest	Controle Comum	246,94	01/01/2008 a 31/12/2037			39	35			(311)	(298)
Investco	Controle Comum	293,26	01/08/2002 a 15/12/2032			315	203			(3.045)	(2.470)
Investco	Controle Comum	234,88	01/08/2005 a 15/12/2032				6				(70)
Lajeado	Controle Comum	269,90	01/01/2008 a 31/12/2037			2	2			(27)	(26)
Lajeado	Controle Comum	272,24	01/01/2009 a 31/12/2038			15	14			(123)	(118)
Lajeado	Controle Comum	253,53	01/01/2009 a 31/12/2038			50	45			(400)	(384)
CEJA	Controle Comum	193,77	01/01/2015 a 31/12/2044			1.131	1.028			(9.104)	(8.729)
Uso do sistema de transmissão											
Investco	Controle Comum		01/08/2005 a 15/12/2032			26	20			(274)	(252)
EDP Transmissão	Controle Comum (**)		09/02/2019 a 31/01/2033			29	32			(266)	(263)
EDP Transmissão MA I	Controle Comum (**)		11/05/2021 a 31/01/2033			133				(658)	
EDP Transmissão MA II	Controle Comum (**)		04/01/2020 a 31/01/2033			49	51			(439)	(328)
EDP Transmissão Aliança	Controle Comum		30/07/2020 a 31/01/2033			96				(466)	
EDP Transmissão Litoral Sul	Controle Comum		30/07/2020 a 31/01/2033			6				(40)	
				-	-	12.387	8.523	-	-	(96.570)	(52.282)
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)											
Convênio de arrecadação											
EDP Smart Serviços	Controle Comum		12/09/2014 a 30/06/2023			247	314				
EDP Smart Soluções	Controle Comum		04/01/2019 a 31/12/2023			164	231				
Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos (a)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2022						742	8.071	445
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2022						78	(1)	(2.839)
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	119						119	
EDP Espírito Santo	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	146						146	
Investco	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	4						4	
Porto do Pecém	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	13						13	
EDP Grid	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	4						4	
APS Soluções	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	5						5	
EDP Transmissão Litoral Sul	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	2						2	
EDP Transmissão Aliança	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	29						29	
EDP Varejista	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	1						1	
EDP Transmissão SP-MG	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022	28						28	
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		15/06/2016 a 18/06/2025					514	731	(514)	(573)
Contrato de Compartilhamento de Atividades de *Backoffice* (c)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2024	75	35			396		(7.032)	(7.638)
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/01/2019 a 31/12/2024	2						2	
Lajeado	Controle Comum		01/01/2019 a 31/12/2024	20						20	
				448	35	411	545	910	1.551	897	(10.605)
				448	35	12.798	9.068	910	1.551	(95.673)	(62.887)

(*) A parcela fixa é de R$2.853 por mês.
(**) Em 28 de dezembro de 2021, a controladora EDP - Energias do Brasil alienou as Companhias EDP Transmissão, EDP Transmissão MA I e EDP Transmissão MA II.

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: O instrumento tem por objetivo o rateio de gastos com recursos humanos das atividades compartilhadas entre a Companhia e a controladora em conjunto EDP - Energias do Brasil.

O critério de rateio considera direcionadores que ponderam o esforço de cada área para cada empresa, que foi suportado por consultoria especializada independente.

(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 nº699 que apresentou novos critérios para os atos jurídicos entre partes relacionadas. Considerando a publicação da referida Resolução, que revogou a Resolução Normativa ANEEL nº334/08, o Contrato de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura poderá sofrer alterações quando da sua renovação.

Em agosto de 2019 foi publicada a anuência da ANEEL, através do Despacho nº 2.636/2019, celebrando o 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, encerrado em dezembro de 2021, utilizando-se do critério regulatório previsto na Resolução Normativa nº 699/16.

Em 2021, foi assinado contrato de compartilhamento de Infraestrutura relacionados a nova sede da controladora EDP - Energias do Brasil. O contrato celebra o compartilhamento entre a controladora e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão Litoral Sul e EDP Transmissão SP-MG. Ambos os contrato tem vigência até 31 de dezembro de 2022. Com a alienação pela controladora EDP - Energias do Brasil, das Companhias EDP Transmissão (*), EDP Transmissão MA I (*) e EDP Transmissão MA II (*) em dezembro de 2021 foi firmado aditivo, com vigência a partir de 1° de janeiro de 2022, onde as mesmas estarão excluídas do compartilhamento.

Ainda em 2021, foram assinados dois contratos de compartilhamento de Infraestrutura relacionados à unidade da Companhia localizada em São José dos Campos. Esses contratos celebram o compartilhamento de espaço e serviços de infraestrutura entre a EDP São Paulo e partes relacionadas EDP Trading Comercializadora, Porto do Pecém, Investco, Lajeado, EDP Smart Serviços, EDP Smart Soluções e EDP Smart Energia, já o segundo contrato com as partes EDP Energias do Brasil, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão Litoral Sul e EDP Transmissão SP-MG. Ambos os contratos tem vigência até 31 de dezembro de 2022. Com a alienação pela controladora EDP - Energias do Brasil, das Companhias EDP Transmissão (*), EDP Transmissão MA I (*) e EDP Transmissão MA II (*) em dezembro de 2021 foi firmado aditivo, com vigência a partir de 1° de janeiro de 2022, onde as mesmas estarão excluídas do compartilhamento.

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 e Porto do Pecém.

Em 10 de dezembro de 2019 o contrato de compartilhamento de BackOffice foi anuído pela ANEEL, por meio do Despacho nº 3.399, onde sua vigência será referente aos exercícios de 2019 a 2021 para a EDP - Energias do Brasil e suas partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Porto do Pecém, EDP Transmissão (*), EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão MA I (*), EDP Transmissão MA II (*) e EDP Transmissão SP-MG. Com a alienação da EDP Transmissão, EDP Transmissão MA I e EDP Transmissão MA II em dezembro de 2021, a partir de 2022 as mesmas estarão excluídas do compartilhamento, fato que foi firmado em aditivo contratual.O critério de rateio considera os mesmos direcionadores mencionados acima, suportado por consultoria especializada independente. Esses contratos são dispensados de anuência prévia da ANEEL, uma vez que os valores de desembolso das empresas participantes se enquadrarem nos limites de dispensa. O contrato de compartilhamento de atividades de *backoffice* teve seu aditivo firmado em dezembro de 2021, estendendo sua vigência até 31 de dezembro de 2024.

(*) Em 28 de dezembro de 2021, a controladora EDP - Energias do Brasil alienou as Companhias EDP Transmissão, EDP Transmissão MA I e EDP Transmissão MA II e, consequentemente, a partir desta data as mesmas foram excluídas dos contratos de compartilhamento firmados junto à controladora.

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

Entre os anos de 2016 e 2021, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o primeiro, o segundo, o terceiro, o quarto, o quinto e o sexto 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 2021 o montante de R$514 (R$573 em 2020) 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

	2021			2020		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administra-ção	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administra-ção	Total
Remuneração (a)	3.078	65	3.143	3.132	43	3.175
Benefícios de curto prazo (b)	135		135	166		166
Benefícios - Previdência Privada	64		64	137		137
Total	3.277	65	3.342	3.435	43	3.478

(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 a Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1), o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2021, é de R$248. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

10.2.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2021		2020	
	Conselho de Adminis-tração	Diretoria Estatutária	Conselho de Adminis-tração	Diretoria Estatutária Reapresen-tado
Número de membros	1,08	6,00	1,00	6,42
Valor da maior remuneração individual	29	538	43	964
Valor da menor remuneração individual	14	293	43	407
Valor médio da remuneração individual	60	546	43	535

11 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adição	Atualização	Resgate	Baixa	Saldo em 31/12/2021
Depósitos judiciais	20	126.690	6.030	4.590	(3.352)	(2.733)	131.225
Outros cauções		399					399
Total		127.089	6.030	4.590	(3.352)	(2.733)	131.624
Circulante		197					197
Não circulante		126.892					131.427
Total		127.089					131.624

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

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Outros créditos - Ativo					
Adiantamentos		3.417	4.975		
Descontos tarifários	12.1	92.327	21.837		
Modicidade tarifária - baixa renda	12.3			8.055	8.055
Bens destinados à alienação/desativação		4.095	2.134		
Serviços em curso		898	1.146		
Serviços prestados a terceiros	12.9	64.735	57.198	98	36
Ressarcimento de custos – CDE/ RGR	19	37			
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10			448	35
Estoques		16.191	15.832		
Outros	12.8	5.856	4.152	1.047	1.712
Total		187.556	107.274	9.648	9.838
Outras contas a pagar - Passivo					
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos			1.501		
Contribuição de iluminação pública	12.4	13.142	12.072		
Credores diversos - consumidores e concessionárias	12.8	83.544	30.205		
Folha de pagamento		2.523	2.101	644	
Modicidade tarifária - baixa renda	12.3	454	472	9.810	9.810
Cessão de créditos de ICMS			330		
Arrecadação de terceiros a repassar		10.264	9.189		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10	411	545	910	1.551
Arrendamentos e aluguéis	12.5	8.025	12.568	31.366	20.404
Obrigações sociais e trabalhistas	12.6	35.915	37.650		
Reserva para reversão e amortização	12.7	1.944	1.945	7.774	9.718
Adiantamento de descontos tarifários	12.1		10.242		
Outros	12.8	32.754	36.212		32.109
Total		188.976	155.032	50.504	73.592

12.1 Descontos tarifários

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

Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, a regulamentação também estabelece o direito da Companhia de ser ressarcida dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme Lei n° 10.438/02.

Por meio da Lei n° 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos é de responsabilidade da CCEE.
A ANEEL homologou os valores a serem repassados para a Companhia, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL n° 2.790/20	Out/20 a Set/21	7.868
ANEEL n° 2.964/21	Out/21 a Set/22	11.521

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Descontos tarifários	Ressarcimento	Saldo em 31/12/2021
Subsídio Baixa Renda		9.622	43.643	(45.552)	7.713
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04		2.740	109.471	(96.441)	15.770
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04		878	2.035	(1.934)	979
Subsídio Rural		1.440	4.912	(3.868)	2.484
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 414/10		(150)	192	(225)	(183)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11		2.736	10.374	(13.351)	(241)
Subsídio Distribuição - TUSD fio B		(5.671)	1.225	6.233	1.787
Subsídio Crise Hídrica	12.1.1		64.018		64.018
		11.595	235.870	(155.138)	92.327

12.1.1 Subsídio Crise Hídrica

Como base na Resolução Nº 2, de 31 de agosto de 2021 (Nota 4.4), que tem como propósito incentivar os consumidores a reduzirem o seu consumo de energia em meio a escassez hídrica, foi reconhecido pela Companhia o montante subsídio de R$64.018. Os consumidores aptos a receberem o bônus são os da baixa tensão e os de média e alta tensão, das classes de consumo residencial, industrial, comercial, serviços e outras atividades, rural e serviço público, incluindo aqueles residenciais com benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

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

	Saldo em 31/12/2021	Saldo em 31/12/2020
Parcela mensal	10.622	9.409
Parcela de ajustes homologados (RH n° 3.332, de 29 de novembro de 2019)	10.791	(7.868)
Parcela de ajustes a homologar	63.201	432
Saldo subsídio baixa renda	7.713	9.622
	92.327	11.595

12.3 Modicidade tarifária - baixa renda

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

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

Conforme acordado com ANEEL e ARSESP, a restituição de valores aos consumidores teve início a partir do faturamento de março de 2009. Até 31 de dezembro de 2021 foi restituído o montante de R$19.491 (R$19.473 em 31 de dezembro de 2020), restando um saldo a restituir no montante de R$10.264 (R$10.282 em 31 de dezembro de 2020), envolvendo unidades consumidoras ainda ativas e inativas do cadastro de faturamento da Companhia.

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

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

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) desde 1° de janeiro de 2019, a Companhia efetuou o registro dos montantes a pagar dos contratos de arrendamentos e aluguéis conforme demonstrado abaixo:

	Saldo em 31/12/2020	Adições (Nota 12.5.1)	Pagamentos	Transferências	AVP	Saldo em 31/12/2021
Edifícios	6.713	1.011	(3.268)	10.777	(9.278)	5.955
Máquinas e equipamentos	-	1.409	(1.344)		45	110
Veículos	5.855	438	(6.726)	2.438	(45)	1.960
Total Circulante	12.568	2.858	(11.338)	13.215	(9.278)	8.025
Edifícios	18.128	10.207		(10.777)	13.808	31.366
Veículos	2.276			(2.438)	162	-
Total Não circulante	20.404	10.207	-	(13.215)	13.970	31.366
Total	32.972	13.065	(11.338)	-	4.692	39.391

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		Máquinas e equipamentos		Veículos	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
Circulante						
2022	5.955	9,84%	110	0,66%	1.960	9,58%
Total	5.955		110		1.960	
Não circulante						
2023	5.198	10,04%				
2024	4.414	10,12%				
2025	3.734	10,12%				
2026	3.167	11,14%				
2027 até 2039	14.853	85,26%				
Total	31.366		-		-	

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	67.179	39.393
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(6.214)	(3.644)

Os contratos de arrendamentos e aluguéis foram registrados em contrapartida da rubrica de Imobilizado como "Ativos de direito de uso". Do saldo do Imobilizado em 31 de dezembro de 2021 de R$60.162 (R$58.410 em 31 de dezembro de 2020), R$28.963 (R$24.508 em 31 de dezembro de 2020) referem-se aos referidos ativos e estão apresentados conforme abaixo:

	Taxas anuais médias de depreciação %	31/12/2021			Taxas anuais médias de depreciação %	31/12/2020		
		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias	11,32	37.342	(9.189)	28.153	20,00	35.287	(12.925)	22.362
Máquinas e equipamentos		1.409	(1.409)	-				-
Veículos	37,91	3.524	(2.714)	810	73,58	6.782	(4.636)	2.146
Total Ativos de direito de uso		42.275	(13.312)	28.963		42.069	(17.561)	24.508

• **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 munícipios do Estado de São Paulo onde a Companhia possui sua concessão.

• **Máquinas e equipamentos:** Refere-se a renovação do contrato de locação de usina móvel (gerador).

• **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 31/12/2020	Ingressos	Depreciações	Valor líquido em 31/12/2021
Ativos de direito de uso				
Edificações, obras civis e benfeitorias	22.362	11.218	(5.427)	28.153
Máquinas e equipamentos	-	1.409	(1.409)	-
Veículos	2.146	438	(1.774)	810
Total Ativos de direito de uso	24.508	13.065	(8.610)	28.963

12.5.1 Ingressos

O valor de ingressos em Edificações, obras civis e benfeitorias refere-se principalmente a nova sede da filial da Controladora localizada em São Paulo.

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 n° 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 n° 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 Credores diversos - consumidores e concessionárias

O aumento dos credores diversos é observado principalmente devido ao provisionamento da bonificação para os clientes que economizaram energia durante os períodos vinculados aos impactos financeiros no setor elétrico ocasionados pelo cenário de escassez hídrica, conforme MP nº 1.078 (Nota 4.4 e 12.1.1).

12.9 Serviços prestados a terceiros

O aumento observado no exercício refere-se, principalmente, ao aumento do faturamento dos serviços 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 n° 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, consequentemente, 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 construídos, sendo classificados na rubrica de Ativos da concessão (Nota 13.3).

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n° 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 n° 691/15 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados à concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

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 n° 686/15; e (ii) por adições e baixas de itens da infraestrutura conforme regulamentação da ANEEL e por estimativa de glosas enquanto não homologado na BRR.

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 31/12/2020	Transferências dos Ativo da concessão (Nota 13.3)	Valor justo (Nota 13.1.1)	Baixas	Reclassificação	Saldo em 31/12/2021
Ativo financeiro indenizável	1.428.130	243.271	150.930	(6.893)	(16.361)	1.799.077
	1.428.130	243.271	150.930	(6.893)	(16.361)	1.799.077

13.1.1 Valor justo

O montante de R$150.930 na rubrica de valor justo, sofre impacto decorrente do aumento inflacionáro no exercício. A taxa IPCA acumulada em 2021 é de 10,67%, enquanto em 2020 foi de 4,52%.

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	31/12/2021 Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	31/12/2020 Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço									
Direito de concessão - Infraestrutura	13.2.1.1								
Em serviço		4,66	2.581.792	(1.753.057)	828.735	4,47	2.495.292	(1.665.524)	829.768
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na Incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	3,85	460.584	351.817	812.401	4,40	460.584	(334.093)	126.491
(-) Provisão para manutenção de dividendos	13.2.1.2	3,85	(460.584)	(351.817)	(812.401)	4,40	(460.584)	334.093	(126.491)
			2.581.792	(1.753.057)	828.735		2.495.292	(1.665.524)	829.768

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:

	31/12/2021	31/12/2020
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	46.823	46.760
Máquinas e equipamentos	570.947	537.809
Veículos	15.132	20.900
Móveis e utensílios	4.269	4.106
Outros	182.691	184.137
Total	819.862	793.712

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 n° 319/99 e n° 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 31/12/2020	Transf. para intangível	Amortizações	Baixas	Reclassificação	Valor líquido 31/12/2021
Intangível em serviço						
Direito de concessão - Infraestrutura	829.768	135.538	(136.277)	(16.655)	16.361	828.735
Total	829.768	135.538	(136.277)	(16.655)	16.361	828.735

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 n° 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 exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,6056%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4 e Resolução Normativa ANEEL n° 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 Intangível (Nota 13.2), conforme a forma de remuneração.

	Valor líquido em 31/12/2020	Transf. para o Intangível	Transf. para o Ativo financeiro indenizável	Adições (Nota 13.3.1)	Juros capitalizados	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2021
Ativos da concessão	285.113	(135.538)	(243.271)	512.006	5.981	3.520	427.811
Total Não circulante	285.113	(135.538)	(243.271)	512.006	5.981	3.520	427.811

13.3.1 Adições

A distribuição nos montantes de investimentos estão destacados a seguir:

Instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes	32%
Melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil	31%
Telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais	23%
Combate à perdas	14%
	100%

O montante total de ingressos de R$512.006 é referente à realização de obras na rede de distribuição, aquisição de itens de estoque, e de ativos não elétricos.

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

	31/12/2021	31/12/2020 Reapresentado (*)
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	(516.991)	(284.489)
Investimento Incremental	782.118	403.309
Atualização VNR - Investimento incremental	232.524	79.725
Bases Regulatórias	2.920.716	2.621.610
Ativo financeiro indenizável	1.814.537	1.428.130
Intangível em serviço	813.275	829.768
Total do Balanço patrimonial	2.627.812	2.257.898
VNR do Intangível não registrado	292.904	363.712

(*) Os montantes informados em 31 de dezembro de 2020 consideravam Movimentações de base e Investimento incremental duplicados para determinadas classes. Para adequada apresentação, estão reapresentados os montantes de Movimentações de base e Investimento Incremental, adicionado de segregação de Atualização VNR - Investimento Incremental, para melhor apresentação.

O montante de R$292.904 não registrado no Balanço patrimonial ocorre pois a Lei n° 6.404/76 veda a reavaliação contábil de ativos Intangíveis. Desta forma, a ANEEL avalia os ativos da BRR a VNR e o saldo de intangível em serviço apresentado nas demonstrações financeiras estão mensurados pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.

14 Fornecedores

		Circulante	
	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Suprimento de energia elétrica (i)	14.1	456.898	360.891
Energia livre	14.2	12.097	10.270
Encargos de uso da rede elétrica		66.233	71.954
Operações CCEE	14.3	97.838	60.114
Materiais e serviços	14.4	105.611	93.129
Total		738.677	596.358

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R$190.078 em 31 de dezembro de 2021 (R$89.086 em 31 de dezembro de 2020).

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

A aumento do saldo referente a Suprimento de energia elétrica em 31 de dezembro de 2021 decorre, principalmente, do custo elevado na contratação de energia decorrente do acionamento das termoelétricas pela ONS, acarretando diretamente no aumento da parcela variável dos contratos de compra 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 a 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 a 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 - ABRADEE, 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 pende de julgamento.

Em 22 de abril de 2020, diante de mudanças ocorridas na jurisprudência relativa a figura jurídica da legitimidade ativa de associação em mandado de segurança coletivo, a Companhia contratou assessores jurídicos para avaliação de tais obrigações com passivo de energia livre.

A Administração da Companhia julga tal alteração na jurisprudência como premissa para enquadramento contábil da questão como fato de alteração substancial de novos termos contratuais. Nesse sentido, conforme opinião dos assessores jurídicos externos das distribuidoras o montante foi atualizado, tendo em 31 de dezembro de 2021 o valor de R$1.827 na despesa financeira (R$51.101 em 2020 em contrapartida a receita financeira) (Nota 24).

14.3 Operações CCEE

O montante refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, por sazonalização operacionalizada na Companhia, os quais foram impactados pelo aumento da carga contratada do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD. Adicionalmente, o aumento observado decorre do cenário de crise hídrica, ocasionando um aumento dos encargos associados a esta operação.

14.4 Materiais e serviços

O saldo refere-se principalmente ao custeio de materiais e serviços para manutenção e expanção da rede de distribuição e em menor grau ao custeio de consultorias jurídicas e de TI.

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 e JSCP

Foi aprovada em AGO, realizada em 30 de abril de 2021, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020 no valor de R$374.274 da seguinte forma: (i) R$55.172 como JSCP, sendo R$46.897 líquido de imposto de renda; (ii) R$46.673 como dividendos complementares, ambos aos acionistas detentores das ações ordinárias; e (iii) R$272.430 como reservas de lucros devido a adesão às medidas emergenciais do BNDES para mitigação dos impactos da pandemia e proteção do fluxo de caixa referente ao exercício de 2020. Em 31 de março de 2021 foi efetuado o pagamento integral do JSCP. Os dividendos foram pagos em 30 de agosto de 2021.

Dividendos intercalares

Foi aprovada em RCA, realizada em 24 de setembro de 2021, a distribuição de dividendos intercalares referente ao lucro apurado até o período de 30 de junho de 2021, no montante de até R$73.327, conforme proposta apresentada. Os dividendos intercalares foram pagos em 29 de setembro de 2021.

JSCP

Em RCA - Reunião do Conselho de Administração, realizada em 23 de dezembro de 2021, foi aprovado o a constituição de JSCP relativo ao exercício de 2021, no montante de R$50.982, sendo R$43.335 líquido de imposto de renda. O pagamento do JSCP será realizado após deliberação da Administração.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

Passivo	31/12/2020	Intermediá-rios	JSCP	Pagamentos	31/12/2021
EDP - Energias do Brasil	93.569	73.327	43.335	(166.896)	43.335
	93.569	73.327	43.335	(166.896)	43.335

16 Debêntures

16.1 Composição do saldo de Debêntures

										31/12/2021				31/12/2020			
										Encargos	Principal			Encargos	Principal		
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	Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Nacional																	
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	564	30.293		30.857	425	60.293	30.000	90.718
(-) Custos de emissão				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal		(14)		(14)		(107)	(14)	(121)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	20.000	10	200.000	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral				-	933	100.000		100.933
(-) Custos de emissão				(1.183)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal				-		(13)		(13)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	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	17.958		302.004	319.962	17.233		271.900	289.133
(-) Custos de emissão				(3.948)		15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal			(1.745)	(1.745)			(2.407)	(2.407)
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	3.929		200.000	203.929	1.008		200.000	201.008
(-) Custos de emissão				(386)		09/04/2019 a 30/03/2024			Amortização mensal			(386)	(386)			(557)	(557)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	700.000	1	700.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,91%	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral	15.065		711.485	726.550				-
(-) Custos de emissão				(4.001)		12/02/2021 a 15/01/2026			Amortização mensal			(2.240)	(2.240)				-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	350.000	1	350.000	12ª emissão em 04/08/2021	04/08/2021 a 20/07/2026	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,25% a.a.	Amortizações anuais a partir de julho de 2024 e juros semestral	11.181		350.000	361.181				-
(-) Custos de emissão				(1.234)		04/08/2021 a 20/07/2026			Amortização mensal			(1.106)	(1.106)				-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	450.000	1	450.000	13ª emissão em 20/12/2021	20/12/2021 a 20/12/2026	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,38% a.a.	Amortizações anuais a partir de dezembro de 2024 e juros semestral	1.086		450.000	451.086				-
(-) Custos de emissão				(1.944)		20/12/2021 a 20/12/2026			Amortização mensal			(1.944)	(1.944)				-
Total moeda nacional										49.783	30.279	2.006.068	2.086.130	19.599	160.173	498.922	678.694
Derivativos																	
Safra	Instrução CVM nº 476/09	700.000	1	700.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	Swap de IPCA + 3,91% a.a. para CDI + 1,50% a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral	10.260		(3.248)	7.012				-
Total derivativos										10.260	-	(3.248)	7.012	-	-	-	-
Total geral										60.043	30.279	2.002.820	2.093.142	19.599	160.173	498.922	678.694

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 31/12/2020	Ingressos	Pagamentos	Juros provisiona-dos	Transferên-cias	Ajuste a valor de mercado	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Saldo em 31/12/2021
Circulante									
Principal	160.293		(160.000)		30.000				30.293
Juros	19.599		(38.175)	68.359					49.783
Custo de transação	(120)				(1.586)		1.692		(14)
Swap	-		(1.357)	10.260	1.357				10.260
	179.772	-	(199.532)	78.619	29.771	-	1.692	-	90.322
Não circulante									
Principal	501.900	1.500.000			(30.000)	(51.542)		93.131	2.013.489
Custo de transação	(2.978)	(6.029)			1.586				(7.421)
Swap	-			1.357	(1.357)	(3.248)			(3.248)
	498.922	1.493.971	-	1.357	(29.771)	(54.790)	-	93.131	2.002.820

16.3 Vencimento das parcelas

Circulante	
2022	90.322
	90.322
Não circulante	
2023	87.423
2024	570.320
2025	728.702
2026	616.375
	2.002.820
Total	2.093.142

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) 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;

(ix) Pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela Emissora no prazo legal;

(x) 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

(xi) 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.

• Específicas para as 7ª, 8ª, 9ª e 10ª emissões:

(i) descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado[1], não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano.

• Específica para a 11ª emissão:

(i) Descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado[1], não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano, para os anos de 2021, 2022, 2023 e 2024; e não superior a 4,0 na data de apuração, de 2025 até o vencimento.

(ii) Celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R$200.000.

• Específicas para as 12ª e 13ª emissões:

(i) Descumprimento pela Emissora, da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida ajustada²/EBITDA ajustado em 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 4,0 na data de apuração;

(ii) Celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R$100.000;

(iii) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R$100.000 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; e

(iv) 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$100.000 ou seu equivalente em outras moedas;

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

A Administração da Companhia faz o acompanhamento de todas as cláusulas restritivas e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 as quais encontram-se em conformidade nos respectivos contratos de debêntures.

17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

										31/12/2021					31/12/2020				
										Encargos		Principal			Encargos		Principal		
	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	*Covenants*	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
Moeda nacional																			
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1238.1	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(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	1.910		47.297	28.776	77.983	3.430		58.948	72.602	134.980
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.134)	28/12/2014 a 16/12/2024								(70)	(10)	(80)			(163)	(81)	(244)
Notas Promissórias (5ª Emissão)	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			31.721		300.000	331.721		16.857		300.000	316.857
(-) Custo de transação		19/07/2019	(507)	19/07/2019 a 17/07/2024									(258)	(258)				(357)	(357)
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0295.1	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.	3.773		32.870	108.983	145.626	4.270		49.111	120.581	173.962
(-) Custo de transação		05/09/2017	(3.498)	05/09/2017 a 15/06/2025								(385)	(442)	(827)			(506)	(826)	(1.332)
Notas Promissórias (6ª Emissão)	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		03/04/2020	(3.971)	03/04/2020 a 29/03/2021										-			(998)		(998)
Notas Promissórias (7ª Emissão)	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		08/04/2020	(1.208)	08/04/2020 a 03/04/2021										-			(373)		(373)
Total										5.683	31.721	79.712	437.049	554.165	26.095	16.857	576.019	491.919	1.110.890

(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 2021 é de R$223.609 (R$308.942 em 31 de dezembro de 2020).

A Administração da Companhia faz o acompanhamento de todas as cláusulas restritivas e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 as mesmas encontram-se em conformidade nos respectivos contratos de empréstimos e financiamentos.

17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Saldo em 31/12/2020	Pagamentos	Juros provisio-nados	Transferên-cias	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Saldo em 31/12/2021
Circulante							
Principal	578.059	(567.492)		63.864		5.736	80.167
Juros	26.095	(45.882)	24.828			642	5.683
Custo de transação	(2.040)			(554)	2.139		(455)
	602.114	(613.374)	24.828	63.310	2.139	6.378	85.395
Não circulante							
Principal	493.183			(63.864)		8.440	437.759
Juros	16.857		14.864				31.721
Custo de transação	(1.264)			554			(710)
	508.776	-	14.864	(63.310)	-	8.440	468.770

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
Circulante	
2022	85.395
	85.395
Não circulante	
2023	54.096
2024	385.695
2025	28.979
	468.770
Total	554.165

18 Benefícios pós-emprego

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

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 período 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.

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
PSAP	18.1.1	12.687	7.660	254.025	226.346
Contribuição definida	18.1.2	59	100		
		12.746	7.760	254.025	226.346

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$1.135 (R$1.946 em 2020).

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 2021 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$166 e uma posição deficitária para as submassas de custeio CV e BSPS nos montantes de R$8.955 e R$257.923 respectivamente, resultando em um montante líquido deficitário atualizado de R$266.712 (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 inicio de dezembro de 2020, tendo gerado para a Companhia um resultado positivo de liquidação antecipada de R$5.288 em 31 de dezembro de 2020.

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 reconheci-mento do ativo	Passivo líquido
Saldos em 31 de dezembro de 2020		(1.275.297)	1.092.153	(50.862)	(234.006)
Custo do serviço corrente		2.323			2.323
Custo dos juros	24	(82.948)	69.508	(3.924)	(17.364)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no Patrimônio líquido		16.127	(33.282)	(12.865)	(30.020)
Contribuições pagas pela Companhia			12.355		12.355
Contribuições pagas pelos empregados		(1.347)	1.347		-
Benefícios pagos pelo plano		66.518	(66.518)		-
Saldos em 31 de dezembro de 2021		(1.274.624)	1.075.563	(67.651)	(266.712)

A perda atuarial no valor presente das obrigações no montante de R$30.020, apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2021, foi decorrente dos efeitos de aumento na taxa de desconto considerando situação atual de mercado bem como por efeitos de inflação realizada ter sido superior à inflação projetada no estudo atuarial de 2020.

As contribuições da Companhia esperadas neste plano (Nota18.1.1.8) para o exercício de 2022 é de R$12.687.

O saldo de perda atuarial em 31 de dezembro de 2021, líquido de Imposto de renda e Contribuição social, é de R$235.804 (R$215.991 em 31 de dezembro de 2020).

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	
2022	77.741
	77.741
Não circulante	
2023	80.446
2024	83.131
2025	85.996
2026	88.678
2027 a 2031	485.792
	824.043
Total	901.784

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	2021	2020
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		(2.323)	(1.363)
Ganho com liquidação antecipada	18.1.1.1		(5.288)
Custo dos juros	24	17.364	11.625
Contribuições pagas pela Companhia		(12.355)	(7.662)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		2.686	(2.688)
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		33.282	40.583
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência	18.1.1.4.1	125.621	203.228
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras	18.1.1.4.2	(141.748)	(136.178)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		12.865	(30.428)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		30.020	77.205
Total		32.706	74.517

18.1.1.4.1 (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência

A variação observada em 2021 é decorrente do reajuste de benefícios pelo IGP-DI, que foi superior ao projetado na avaliação atuarial do exercício anterior.

18.1.1.4.2 (Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras

A variação no exercício é decorrente, substancialmente, pelo aumento na taxa de desconto das obrigações atuariais (Nota 18.1.1.8).

18.1.1.5 Classes de ativos

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

Classe de ativo	Mercado ativo	31/12/2021	31/12/2020
Títulos de dívida	Cotado	90,89%	96,25%
Ações	Cotado	5,38%	2,97%
Imóveis	Cotado	0,36%	0,28%
Outros	Não cotado	3,37%	0,50%
Total		100,00%	100,00%
		(1)	(1)

Para o exercício de 2021, dentre os investimentos realizados em ações, encontram-se ações da controladora EDP - Energias do Brasil avaliadas no montante de R$144 (R$174 em 2020).

No exercício de 2021, os títulos de dívida incluíam debêntures emitidas pela patrocinadora que, avaliados pelo valor justo, representavam o montante de R$786 (R$699 em 2020).

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2021	2020
Participantes ativos	226	256
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	92	89
Aposentados e pensionistas	845	828
	937	917
Total	1.163	1.173

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	1.123.942
Aumento em 0,5%	1.060.458
Redução em 0,5%	1.177.398
Mortalidade	
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	1.133.969

18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2021	2020
Taxa de desconto - nominal	8,70% a.a.	7,67% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,05% a.a.	4,18% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	3,25% a.a.	3,31% a.a.
Inflação	3,25% a.a.	3,31% 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 nº 26/2008 e suas alterações. O acordo original estava sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997. Em 22 de agosto de 2016, a 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:

	31/12/2021	31/12/2020
Valor presente das obrigações do plano	(1.116.303)	(1.116.976)
Valor justo dos ativos do plano	917.376	934.128
Superavit/(Déficit)	(198.927)	(182.848)
Superávit irrecuperável	(67.785)	(51.158)
Passivo reconhecido submassas BSPS e CV - CPC33 (Nota 18.1.1.1)	(266.712)	(234.006)
Contrato de confissão de dívida e ajuste de reserva matemática - Resolução CGPC nº26/2008	(64.932)	(61.469)
Diferença entre premissas *	201.780	172.537

(*) O montante de R$201.780 (R$172.537 em 31 de dezembro de 2020) 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$2.868 (R$2.385 em 2020).

Em 31 de dezembro de 2021 esse plano tem a adesão de 780 colaboradores (849 em 31 de dezembro de 2020).

19 Encargos setoriais

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

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adições	Atualizações monetárias	Pagamentos / Recebimentos	Saldo em 31/12/2021
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.1 e 22	31.915	58.343	1.845	(57.331)	34.772
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.2 e 22	-	709.878		(698.094)	11.784
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		2.892			(3)	2.889
Outros encargos	22	495	6.449		(6.285)	659
Total		35.302	774.670	1.845	(761.713)	50.104

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

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados 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 Resolução Normativa ANEEL nº 897/20, e os programas de PEE são regulamentados por meio da Resolução Normativa nº 920/21.

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 P&D e PEE, no período de 1º de setembro de 2020 à 31 de dezembro de 2025, para ao fundo setorial da CDE. Diante disto, por meio da Nota Técnica n° 0496/2020-SPE/ANEEL, foi instaurada a Consulta Pública nº 78/2020, no período de 23 de dezembro de 2020 à 21 de janeiro de 2021 com vistas a obter contribuições para o aprimoramento da proposta elaborada promovida pela MP nº 998/20.

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

Por meio do Despacho nº 904 de 31 de março de 2021, a ANEEL regulamentou o Artigo 1º da Lei nº 14.120/21 que destina os recursos não utilizados de P&D e PEE, geridos pela ANEEL para a CDE (Nota 4.5.2).

O saldo líquido em 31 de dezembro de 2021 no montante de R$34.772 (R$31.915 em 31 de dezembro de 2020) contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes a esses programas.

19.2 Conta de desenvolvimento energético - CDE

A CDE é destinada à promoção do desenvolvimento energético no território nacional, seguindo em cumprimento a programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia - MME, e gerido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os montantes referem-se aos valores repassados à referida Conta, anuídos pela ANEEL. Em 2021, foi determinado pela ANEEL, via RNE n° 885/21 a destinação de parte dos recursos de CDE à Conta COVID. Os valores e prazos de pagamento à CCEE foram definidos pelo DSP n° 939/21 (Notas 4.5.1 e 19.1).

20 Provisões

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1	7.437	7.067	226.787	198.322
Total		7.437	7.067	226.787	198.322

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	
			Baixas				Depósito judicial	
	Saldo em 31/12/2020	Constituição	Pagamentos	Reversões	Atualizações monetárias	Saldo em 31/12/2021	31/12/2021	31/12/2020
Trabalhistas	31.512	8.335	(8.643)	(6.165)	5.243	30.282	8.263	6.919
Cíveis	133.200	15.534	(10.986)	(4.869)	24.394	157.273	45.250	40.409
Fiscais	11.753	2.543	(294)		4.487	18.489		
Regulatórias	4.896				225	5.121		
Outros	24.028		(834)	(2.163)	2.028	23.059		
Total	205.389	26.412	(20.757)	(13.197)	36.377	234.224	53.513	47.328
Circulante	7.067					7.437		
Não circulante	198.322					226.787	53.513	47.328
Total	205.389					234.224	53.513	47.328

O valor referente as garantias de provisões prováveis na Companhia é de R$19.581 em 31 de dezembro de 2021 (R$6.550 em 31 de dezembro de 2020).

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 continuo, 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.

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

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

Neste sentido, a Companhia a partir de 01 de janeiro de 2021 passou a aplicar os referidos índices de correção das seguintes formas: (i) processos em andamento com atualização da nova forma de cálculos em fase de liquidação do processo; e (ii) processos novos com aplicação dos índices desde o cadastramento no sistema EDP Legal, o qual deverá ser incluído já com o correto valor atualizado pelo índice IPCA-E para que o sistema realize as atualizações mensais pós citação pela taxa SELIC.

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 2021 é de R$71.426 (R$62.319 em 31 de dezembro de 2020), 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 perícia no âmbito do cumprimento de sentença. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial em contrapartida de uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2021 é de R$57.960 (R$51.442 em 31 de dezembro de 2020).

20.1.1.3 Fiscais

Em 31 de dezembro de 2021, o valor da contingência é de R$10.730 (R$10.572 em 31 de dezembro de 2020), em razão da reavaliação de provas do processo judicial, no qual discute-se ao direito aos créditos de ICMS utilizados pela 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.

Mandado de Segurança em face da Receita Federal, objetivando o afastamento da base de cálculo da COFINS prevista pela Lei n° 9.718/98. Em 2009 foi feita adesão ao REFIS, para liquidação parcial dos débitos (1999), mantendo a discussão dos demais temas relativos aos períodos de 2000 e 2001, entretanto, a Companhia obteve decisão parcialmente favorável, restando devido a União o valor relativo a discussão da majoração da alíquota no montante de R$ 6.486 em 31 de dezembro de 2021. O processo aguarda decisão sobre a conversão parcial do depósito em favor da União, para quitação dos débitos.

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	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Trabalhistas	33.437	41.222	233	739
Cíveis	513.554	448.778	2.105	2.142
Fiscais	919.756	828.776	42.373	40.921
Regulatórias			552	552
Total	1.466.747	1.318.776	45.263	44.354

O valor referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R$418.861 em 31 de dezembro de 2021 (R$449.516 em 31 de dezembro de 2020).

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 Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". Em 05 de abril de 2017, foi proferida sentença extinguindo o feito também em relação a ANEEL. Após julgamento que extinguiu o processo sem resolução do mérito, atualmente aguarda-se decisão do recurso da parte autora. A ação tramita apenas em face da ANEEL. O valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R$240.310 (R$196.284 em 31 de dezembro de 2020).

• Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, a Companhia, por meio da ABRADEE, 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 2021 é de R$22.132 (R$18.077 em 31 de dezembro de 2020).

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 2021 é de R$6.492 (R$5.391 em 31 de dezembro de 2020).

• Ação de Cobrança nº 0187728-40.2007.8.26.0100, ajuizada pela Companhia no ano de 2007 visando: (i) a condenação da RTR a restituir R$11.260 arrecadados e não repassados; (ii) a desconsideração da personalidade jurídica da RTR para condenar seus sócios e seus administradores, solidariamente à RTR, ao pagamento da mencionada quantia; (iii) a inclusão do Lemon Bank no polo passivo da ação; e (iv) consequentemente, a declaração de responsabilidade solidária do Lemon Bank quanto aos atos ilícitos praticados, condenando-o a devolver, solidariamente, a quantia acima mencionada. O valor acrescido de juros e correção monetária ultrapassa os R$12.500. Em 2014, a Companhia firmou acordo com o Lemon Bank, atual Banco Bracce, no qual as partes concordaram em (i) autorizar o levantamento do valor de R$9,5 milhões em favor da distribuidora; (ii) autorizar o levantamento do saldo remanescente do depósito judicial em favor do Lemon Bank; e (iii) extinguir a ação em relação ao Lemon Bank e prosseguir a demanda tão somente em face da RTR Serviços Financeiros e seus sócios. Em 13 de outubro de 2020, foi proferida sentença julgando a ação improcedente. Aguarda-se prosseguimento da demanda em face da RTR e seus sócios, com a manifestação das partes sobre o laudo pericial produzido. O valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R$97.597 (R$78.139 em 31 de dezembro de 2020).

• Ação Anulatória de ato administrativo nº 1031550-21.2017.8.26.0577, em trâmite perante a 10ª Câmara de Direito Privado do Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo, na qual pretendeu a Companhia a anulação dos autos de infração originários dos processos administrativos nº 119354/2014 e nº 119464/2014, bem como declarar a inconstitucionalidade das leis municipais nº 7.451/2007 e nº 8.766/2012, caso os pleitos anteriores não sejam atendidos a redução das multas para R$ 10. Em 29 de outubro de 2018 foi proferida sentença que julgou procedente a demanda para declarar incidentalmente a inconstitucionalidade do artigo 1º, §2º, §3º e §4º, da Lei Municipal nº 7.451/2007, com as correlatas alterações posteriores pelas Leis nº 8.766/2012 e nº 9.559/2017, bem como declarar a nulidade dos autos de infração mencionados na inicial e do julgamento dos recursos apresentados nos processos administrativos nº 119354/2014 e nº 119364/2014. Irresignados a Prefeitura de São José dos Campos, quanto a procedência da ação, e a Companhia, quanto ao valor dos honorários fixados, apresentaram recursos de apelação, sendo que estes foram tempestivamente contra arrazoados. Ato continuo, o processo foi remetido e acabou por julgar procedente, por votação unânime, os apelos, reduzindo apenas o valor da multa e majorando o valor dos honorários advocatícios. A Companhia apresentou os competentes Recursos Especiais e Extraordinários sendo que estes foram inadmitidos, razão pela qual interpusemos os competentes Agravos de Instrumento de Despacho Denegatório de Recurso Especial e Extraordinário que após terem sido remetidos ao STJ, seguem conclusos com o Ministro Relator para julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R$88.245 (R$70.651 em 31 de dezembro de 2020).

• Ação ordinária nº 0720864-83.1998.8.26.0100, ora em fase de cumprimento de sentença, em trâmite perante a 38ª Vara Cível da Comarca de São Paulo/SP, na qual pretendeu a Komatsu a declaração de ilegalidade do aumento das tarifas de energia elétrica, cobrada nos idos de 1986, advindos das portarias nº 38/1986 e n° 45/1986 do DNAEE. Em 04 de outubro de 1999 foi proferida sentença que julgou parcialmente procedente os pedidos iniciais para declarar a ilegalidade das Portarias nº 38 e 45/86 do DNAEE e o aumento tarifário, reconhecendo como indevido o valor pago pelo Autor no período compreendido entre a data do aumento da tarifa e a data da majoração imediatamente posterior, conforme Portaria 153/86 também do DNAEE, e consequentemente declarou a existência de crédito em favor do Autor, considerando, para tanto, o montante equivalente ao dobro do pagamento realizado a maior. Ambas as partes interpuseram recurso de apelação, sem êxito. Em seguida, a EDP interpôs os recursos excepcionais que restaram inadmitidos, dando ensejo à interposição dos competentes agravos, também rechaçados pelo STJ e STF. O Autor iniciou o cumprimento de sentença, requerendo que a EDP apresentasse a relação das contas de energia elétrica emitidas em seu nome durante o ano de 1986.

Como a Companhia informou ao juízo não possuir os documentos requisitados, o Autor apresentou parecer técnico contábil unilateralmente elaborado, indicando como valor executado a ser a quantia de R$ 9.628.794,87, sendo que este foi devidamente impugnado por meio de objeção de pré-executividade, ocasião em que acostou aos autos parecer técnico contábil, por meio do qual restou demonstrado excesso no montante executado na ordem de R$ 7.000.000,00. Em que pese nossa objeção o juízo acabou por indeferi-la e em ato contínuo realizou a constrição dos ativos da EDP no importe do valor de R$ 13.263.167,62. Ingressamos com o competente Agravo de Instrumento que foi provido para desbloquear o referido valor. EDP apresentou impugnação ao cumprimento de sentença o qual demonstrou o excesso da execução, sendo que o MM. Juízo determinou a realização de uma perícia. A perícia concluiu que o valor supostamente devido perfaz a monta de R$ 4.056.964,68. A EDP apresentou diversas impugnações ao laudo, contudo o Juízo acabou por indeferi-las, consequentemente apresentamos agravo de instrumento em face da decisão do magistrado a quo, contudo o tribunal acabou por negar seu provimento. Irresignados, a EDP apresentou recurso especial, contudo tal recurso teve seu provimento negado por força da sumula 7 do STJ. Atualmente o processo encontra-se em fase pericial. O Valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R$10.452 (R$26.886 em 31 de dezembro de 2020).

20.1.2.2 Fiscais

• Autos de infração lavrados pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL do exercício de 2017, incidentes sobre as perdas não técnicas de energia elétrica. O montante atualizado até 31 de dezembro de 2021 é de R$116.957. A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

• 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 2021 de R$125.000 (R$123.163 em 31 de dezembro de 2020). 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.

• Discussões administrativas e judiciais relativas à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas (2007, 2012 e 2015) e creditamento de ativo imobilizado (2014 a 2019). Em dezembro de 2021 houve nova adição de auto de infração, objetivando a cobrança de ICMS relativa à utilização de crédito de ICMS pela aquisição de bens integrados ao ativo imobilizado, com base no coeficiente de credimento e forma de escrituração das notas (2016 a 2020) totalizando o montante de R$160.730 em 31 de dezembro de 2021 (R$139.426 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou as defesas e aguarda o julgamento.

• Discussão Judicial em face da Receita Federal, objetivando o cancelamento dos débitos originários do processo administrativo nº 19515.720336/2014-24, o qual manteve a cobrança dos débitos compensados com crédito decorrente de saldo negativo de CSLL da empresa cindida (Eletropaulo) do exercício de 2011, envolvendo o montante de R$28.867 em 31 de dezembro de 2021. A Companhia aguarda o julgamento da ação judicial.

• 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 2021 de R$39.957 (R$39.456 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

• Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de dezembro de 2021 de R$107.314 (R$197.052 em 31 de dezembro de 2020), referentes às compensações não homologadas de créditos decorrentes de pagamento a maior efetuados em 2001 com relação ao IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE). A redução do valor se deu em razão do êxito obtido em um dos processos administrativos, cancelando a cobrança do débito. A Companhia apresentou as defesas, tendo obtido êxito em alguns dos processos, que resultou na redução da contingência. Os demais casos aguardam julgamento.

• Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com a Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2021 é de R$77.408 (R$76.798 em 31 de dezembro de 2020). Atualmente o processo aguarda julgamento de recurso nos Tribunais Superiores.

• Autuações de prefeituras que exigem o pagamento de multa por suposto descumprimento de obrigações acessórias relacionadas à instalação de postes de energia elétrica bem como taxas de fiscalização de obras em logradouros públicos e preço público. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2021 é de R$102.378 (R$98.275 em 31 de dezembro de 2020). 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 aos ano-calendários de 2016 e 2017, envolvendo o montante em 31 de dezembro de 2021 de R$13.415 (R$12.145 em 31 de dezembro de 2020). 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 exercícios de 2015 e 2016, envolvendo o montante em 31 de dezembro de 2021 de R$16.550 (R$15.964 em 31 de dezembro de 2020). 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$35.464 em 31 de dezembro de 2021 (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 naturezas 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 2021 é de R$32.449 (R$35.008 em 31 de dezembro de 2020).

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O Capital social em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 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	31/12/2021	31/12/2020
Lucro a ser destinado			
Lucro líquido apurado no exercício		446.677	374.274
		446.677	374.274
Destinação do lucro			
Dividendos intermediários - JSCP	15	50.982	55.172
Dividendos complementares	15	73.327	46.672
Lucro do exercício a deliberar	21.3.2	322.368	272.430
		446.677	374.274

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	77.687	77.687
		77.687	77.687
Reservas de lucros			
Legal	21.2	119.334	119.334
Retenção de lucros	15 e 21.3.1	410.264	137.834
Lucro do exercício a deliberar	15 e 21.3.1	322.368	272.430
		851.966	529.598

21.3.1 Retenção de lucros

A variação de R$272.430 no exercício refere-se ao lucro à deliberar do exercício de 2020. Em AGO realizada em 30 de abril de 2021 foi decido pela destinação desse montante para a rubrica de retenção de lucros, devido a adesão às medidas emergenciais do BNDES para mitigação dos impactos da pandemia e proteção do fluxo de caixa referente ao exercício de 2020.

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.

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 31/12/2020	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2021
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(327.258)	141.748	(171.768)		(357.278)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	111.267			10.207	121.474
	(215.991)	141.748	(171.768)	10.207	(235.804)

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.

		Nº de consumidores		MWh		R$	
	Nota	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Fornecimento - Faturado	6.1						
Residencial		1.848.410	1.810.472	4.078.193	4.058.657	1.514.481	1.387.297
Industrial		12.062	13.357	893.867	930.960	323.410	323.387
Comercial		141.876	135.669	1.677.140	1.703.971	618.462	592.612
Rural		5.383	5.293	60.655	61.892	8.789	14.376
Poder público		9.938	9.278	257.053	251.220	97.314	88.134
Iluminação pública		3.420	3.933	304.002	299.898	66.624	58.116
Serviço público		1.521	1.514	247.246	257.942	86.381	82.815
Consumo próprio		167	162	7.225	5.533		
		2.022.777	1.979.678	7.525.381	7.570.073	2.715.461	2.546.737
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado							
Consumidores cativos							
Residencial						1.680.953	1.341.570
Industrial						251.255	215.504
Comercial						616.800	492.090
Rural						16.696	12.331
Poder público						75.742	59.990
Iluminação pública						68.939	55.421
Serviço público						55.781	47.747
Consumidores livres	22.2	1.037	798	8.233.548	7.279.723	1.518.368	1.256.522
		1.037	798	8.233.548	7.279.723	4.284.534	3.481.175
Não faturado	22.1						
Fornecimento						74.385	(10.111)
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						73.882	4.710
						148.267	(5.401)
Resultados de ativos financeiros setoriais	7						
CVA						621.903	234.163
Itens financeiros - RTE						(37.837)	(37.669)
Itens financeiros - Outros						63.569	4.467
PIS/COFINS						135.967	19.889
						783.602	220.850
Suprimento - Faturado	6.3			466.109	919.975	254.241	199.817
Energia de curto prazo	22.4			1.662.269	947.399	538.262	224.960
Receita de construção	23					517.987	367.321
Atualização do ativo financeiro indenizável	13.1					150.930	56.448
Serviços cobráveis						5.368	6.314
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	22.3					271.133	168.589
Ressarcimento por indisponibilidade						(11.491)	(7.300)
Arrendamentos e aluguéis	12.5					81.600	62.961
Outras receitas operacionais						14.725	8.788
Receita operacional bruta		2.023.814	1.980.476	17.887.307	16.717.170	9.754.619	7.331.259
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(1.616.010)	(1.378.711)
PIS/COFINS						(844.150)	(443.362)
ISS						(351)	(329)
		-	-	-	-	(2.460.511)	(1.822.402)
Encargos do consumidor							
P&D e PEE	19.1					(58.343)	(42.730)
CDE	19.2					(709.878)	(744.416)
PROINFA - Consumidores Livres						(59.027)	(47.898)
Outros encargos	19					(6.449)	(5.176)
		-	-	-	-	(833.697)	(840.220)
		-	-	-	-	(3.294.208)	(2.662.622)
Receita		2.023.814	1.980.476	17.887.307	16.717.170	6.460.411	4.668.637

22.1 Fornecimento não faturado

Observa-se um aumento com o impacto do fornecimento não faturado (Nota 6.2) decorrente do último reajuste tarifário com aumento da parcela B (Nota 4.2).

22.2 Consumidores livres

A Companhia apresentou aumento de 30% no número de clientes livres em função das migrações de diversos clientes cativos para o mercado livre da Companhia, e também pela retomada das atividades econômicas no Brasil.

22.3 Bandeiras tarifárias

O Sistema de Bandeiras Tarifárias é o mecanismo que 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. Em razão do cenário de escassez hídrica (Nota 4.4) atual foi criada a bandeira tarifária de escassez hídrica, regulamentada pela Resolução nº 3/2021 da CREG (Nota 4.5).

A definição das faixas de acionamento observa limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do Sistema Interligado Nacional - SIN. A métrica de acionamento considera 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. Este acionamento das Bandeiras Tarifárias é definido mensalmente pela ANEEL, por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

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.

As faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias vigentes para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 são:

(i) Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. Tarifa não sofre nenhum acréscimo;
(ii) Bandeira Amarela: R$1,874 a cada 100 kWh;
(iii) Bandeira Vermelha no patamar 1: R$3,971 a cada 100 kWh;
(iv) Bandeira Vermelha no patamar 2: R$9,492 a cada 100 kWh; e
(v) Bandeira Escassez Hídrica: R$14,20 a cada 100 kWh.

As bandeiras tarifárias aplicadas em 2021 foram:

2021	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Bandeira Tarifária	Amarela	Amarela	Amarela	Amarela	Vermelha Patamar 1	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 2	Bandeira Escassez Hídrica (*)	Bandeira Escassez Hídrica (*)	Bandeira Escassez Hídrica (*)	Bandeira Escassez Hídrica (*)
PLD gatilho (**)	213,42	136,72	127,36	92,88	203,88	251,84	583,88	583,88	583,88	545,59	95,12	49,77

(*) Exceto para os clientes inscritos na Tarifa Social de Energia – TSEE, que permanecem na Bandeira Vermelha – patamar 2.

(**) PLD gatilho: Valor em reais / MWh utilizado como base de PLD médio mensal para o acionamento do patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE.

22.4 Energia de curto prazo

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, por sazonalização operacionalizada na Companhia, os quais foram impactados pelo aumento da carga contratada do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, adicionado ao efeito decorrente do cenário de hídrico, ocasionando um aumento dos encargos associados a esta operação.

22.5 Subvenções vinculadas ao serviço concedido

O aumento da subvenção é observado principalmente devido Reconhecimento do provento vinculados aos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica conforme MP nº 1.078 (Nota 4.4).

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 as 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):

		2021						
		Custo do serviço			Despesas operacionais			
	Nota	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	Total
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	3.972.236						3.972.236
Encargos de uso da rede elétrica	23.2	582.581						582.581
Outras		1.064						1.064
		4.555.881	-	-	-	-	-	4.555.881
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada			146.150	40		29.289		175.479
Material			15.358	94		3.066		18.518
Serviços de terceiros			93.665	109		69.806		163.580
Depreciação - Imobilizado em serviço			2.714					2.714
Depreciação - Ativos de direito de uso						6.568		6.568
Amortização			109.631			16.018		125.649
PECLD / perdas líquidas					79.646			79.646
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							14.064	14.064
Arrendamentos e aluguéis			(459)					(459)
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							29.601	29.601
Custo com construção da infraestrutura	22			517.987				517.987
Outras	23.5		23.197			14.707		37.904
		-	390.256	518.230	79.646	139.454	43.665	1.171.251
Total		4.555.881	390.256	518.230	79.646	139.454	43.665	5.727.132

		2020						
		Custo do serviço			Despesas operacionais			
	Nota	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	Total
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	2.618.092						2.618.092
Encargos de uso da rede elétrica	23.2	523.725						523.725
Outras		1.029						1.029
		3.142.846	-	-	-	-	-	3.142.846
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada			137.338	57		44.210		181.605
Material			13.698	109		3.015		16.822
Serviços de terceiros			89.278	81		70.935		160.294
Depreciação - Imobilizado em serviço			1.686					1.686
Depreciação - Ativos de direito de uso						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
		-	366.788	367.834	80.301	152.055	56.530	1.023.508
Total		3.142.846	366.788	367.834	80.301	152.055	56.530	4.166.354

23.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2021	2020
Contratos de compra de energia por disponibilidade	23.1.1	1.541.447	1.013.043
Contratos de compra de energia por quantidade		527.622	514.452
PROINFA		73.502	59.580
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.1	882.271	487.521
Energia de curto prazo	23.1.2	212.008	14.054
Energia de Itaipu Binacional	23.1.3	705.159	729.969
Encargo de Energia de Reserva - EER		24.132	43.314
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	23.1.4	381.216	5.118
(-) Créditos de PIS/COFINS		(375.121)	(248.959)
		3.972.236	2.618.092

23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade e por cotas

A variação dos valores de compra de energia por disponibilidade deve-se a conjuntura de sazonalidade no cenário energético com a crise hídrica (Nota 4.4), influenciado também pelo início do período chamado "seco", onde ocorreram acionamento das térmicas em valor expressivo.

23.1.2 Energia de curto prazo

A variação dos saldos de energia no curto prazo ocorreu devido a exposição associada à contratação regulada, provocando exposições financeiras em relação à diferença entre os PLDs dos submercados envolvidos, sendo no exercício de 2021 PLD médio de R$279,61/MWh (Submercado SE/CO), quando exercício de 2020, para o mesmo submercado, alcançou a média de R$177,7/MWh (Nota 4.5.4.2).

23.1.3 Energia de Itaipu Binacional

A variação no exercício ocorreu, pois houve uma redução dos montantes correspondentes às cotas-partes a serem consideradas no rateio de energia elétrica referentes a Itaipu quando comparado a 2020.

23.1.4 Encargos de Serviço do Sistema - ESS

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

23.2 Encargos de uso da rede elétrica

O aumento deve-se principalmente à Tarifa do uso do sistema de transmissão - TUST, no qual é realizada uma revisão tarifária em todos os agentes de transmissão.

23.3 Pessoal e Administradores

	2021	2020
Pessoal		
Remuneração	76.655	84.467
Encargos	28.811	29.762
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	12.546	16.262
Outros benefícios - Corrente	38.928	40.268
Outros	13.795	6.959
	170.735	177.718
Administradores		
Honorários e encargos	4.440	3.895
Benefícios dos administradores	304	(8)
	4.744	3.887
	175.479	181.605

23.4 Serviços de terceiros

	2021	2020
Serviços de consultoria	13.504	16.663
Serviços comerciais	65.674	57.246
Serviços de manutenção	23.919	29.011
Serviços técnicos	2.847	1.813
Serviços de limpeza e vigilância	10.630	9.775
Serviços de informática	30.256	29.490
Serviços de telecomunicações	3.581	4.074
Serviços Compartilhados	5.464	5.313
(-) Crédito de PIS/COFINS	(5.505)	(5.171)
Outros	13.210	12.080
	163.580	160.294

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$37.904 (R$37.604 em 2020), R$4.107 (R$7.916 em 2020) refere-se principalmente às doções relacionadas à COVID-19 (Nota 4.2.4). Adicionalmente, a Companhia também efetuou doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal no montante de R$4.521 (R$3.614 em 2020), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de ICMS e Imposto de Renda e Contribuição social.

24 Resultado financeiro

	Nota	2021	2020
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções		12.774	13.646
Energia vendida		101.413	89.169
Depósitos judiciais	11	4.590	3.605
Ativos/ passivos financeiros setoriais	7	17.627	
Juros e multa sobre tributos	8		49.595
Energia Livre	14.2		51.101
Outros juros e variações monetárias			17
Ajustes a valor presente	6.5		162
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(6.302)	(7.215)
Outras receitas financeiras		4.274	1.060
		134.376	201.140
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(56.649)	(61.288)
Debêntures	16.2	(111.640)	(43.221)
Operações de *swap* e *hedge*	16.2	(8.369)	
(-) Juros capitalizados	13.3	5.981	3.240
Energia comprada		(1.243)	(61)
Juros e multa sobre tributos	8	(21.065)	(3.732)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	7		(24.551)
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1.1	(36.377)	(19.324)
Benefícios pós-emprego	18.1.1.1	(17.364)	(11.625)
Arrendamentos e aluguéis	12.5	(4.692)	(3.885)
Energia Livre	14.2	(1.827)	
Outros juros e variações monetárias		(432)	(2.490)
Ajustes a valor presente	6.5	(120)	
Outras despesas financeiras		(14.267)	(8.778)
		(268.064)	(175.715)
Total		(133.688)	25.425

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	2021	2020
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		599.591	527.708
Alíquota		34%	34%
IRPJ e CSLL		(203.861)	(179.421)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva			
Doações		(1.396)	(2.691)
Perdas indedutíveis		(753)	
Resultados de equivalência patrimonial			
Juros sobre o capital próprio		17.334	18.758
Outras		3.718	2.761
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	4.3 e 25.1	32.044	7.159
Despesa de IRPJ e CSLL		(152.914)	(153.434)
Alíquota efetiva		25,50%	29,08%

25.1 Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores

Do montante de R$32.044 no exercício de 2021, R$4.884 refere-se ao benefício fiscal proveniente de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, referente ao exercício de 2020, que foram reconhecidos após a apresentação dos projetos ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia – INCT, e R$27.161 é decorrente de provisão de crédito de IR e CS sobre indébitos tributários apropriados (Nota 4.3).

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 exercício. 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.

	2021	2020
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	446.677	374.274
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)	0,01143	0,00957

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:

			Valor justo		Valor contábil	
	Nota	Níveis	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Ativos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
No reconhecimento inicial ou subsequentemente						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Aplicações financeiras		Nível 2	641.991	393.354	641.991	393.354
Ativo financeiro indenizável	13.1	Nível 2	1.799.077	1.428.130	1.799.077	1.428.130
			2.441.068	1.821.484	2.441.068	1.821.484
Custo amortizado						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento		Nível 2	45.165	75.913	45.165	75.913
Consumidores e concessionárias	6	Nível 2	1.251.624	1.117.697	1.251.624	1.117.697
Cauções	11	Nível 2	399	399	399	399
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	861.858	290.015	861.858	290.015
Outros créditos - Partes relacionadas	12	Nível 2	448	35	448	35
			2.159.494	1.484.059	2.159.494	1.484.059
			4.600.562	3.305.543	4.600.562	3.305.543

	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Passivos financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
No reconhecimento inicial ou subsequentemente						
Debêntures			724.310		724.310	
Derivativos		Nível 2	7.012		7.012	
Custo amortizado						
Fornecedores	14	Nível 2	738.677	596.358	738.677	596.358
Debêntures	16		1.342.276	696.441	1.361.820	678.694
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17					
Moeda nacional		Nível 2	561.471	1.090.775	554.165	1.110.890
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	12	Nível 2	1.321	2.096	1.321	2.096
Arrendamentos e aluguéis	12.5	Nível 2	39.393	39.848	39.391	32.972
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	1.320.867	1.546.397	1.320.867	1.546.397
			4.004.005	3.971.915	4.016.241	3.967.407
			4.735.327	3.971.915	4.747.563	3.967.407

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. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 houve alteração de classificação no nível do Ativo financeiro indenizável após análise da Administração da Companhia, que levou em consideração o fato de parte significativa do saldo já ser base blindada (valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, associados aos ativos em operação, excluindo-se as movimentações ocorridas -baixas e depreciação- e as respectivas atualizações) e, portanto, com critérios de avaliação dos ativos já conhecidos.

27.1.3 Instrumentos financeiros derivativos

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que: (i) seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro; (ii) não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares; e (iii) sempre será liquidado em data futura. Somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos pelo seu valor justo, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do exercício, exceto quando o derivativo for classificado como proteção de fluxo de caixa, sendo os ganhos e perdas registrados em Outros resultados abrangentes no Patrimônio líquido.

Durante o exercício, a Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo no resultado, com a finalidade de câmbio de taxa da debênture captada (Nota 16).

Segue abaixo o quadro contendo as principais informações a respeito deste derivativo:

				31/12/2021		2021
Descrição	**Contraparte**	**Vigência**	**Posição**	**Nocional R$**	**Valor justo**	**Efeitos no Resultado**
Swap						
Ativo	Safra	12/02/2021 a 15/01/2026	IPCA + 3,91% a.a.	700.000	725.195	1.890
Passivo			CDI + 1,50% a.a.	(700.000)	(732.207)	(10.259)
				-	(7.012)	(8.369)

Os impactos dos ganhos e perdas, por tipo de proteção, foram os seguintes:

	Resultado
	2021
Derivativos com propósito de proteção	
Riscos de taxas de juros e moeda	(8.369)
Total	(8.369)

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 Commision*) 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 4.5) 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

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.

			Aging cenário provável		Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
Operação	**Risco**	**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	634.254	60.313		60.313	14.972	29.904	(15.013)	(30.068)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	6.033	35		35	8	17	(9)	(17)
Fundos de investimento	CDI	1.704	55		55	13	26	(13)	(27)
Instrumentos financeiros ativos	**CDI**	641.991	60.403	-	60.403	14.993	29.947	(15.035)	(30.112)
Debêntures	CDI	(1.047.053)	(121.597)	(226.445)	(348.042)	(74.512)	(148.456)	75.854	152.332
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	(331.721)	(37.714)	(58.276)	(95.990)	(14.716)	(39.466)	32.136	54.265
Instrumentos financeiros passivos	**CDI**	(1.378.774)	(159.311)	(284.721)	(444.032)	(89.228)	(187.922)	107.990	206.597
Swap - Ponta Passiva - Itaú	CDI	(733.564)	(87.025)	(193.849)	(280.874)	(57.701)	(115.047)	58.875	118.148
Instrumentos financeiros derivativos	**CDI**	(733.564)	(87.025)	(193.849)	(280.874)	(57.701)	(115.047)	58.875	118.148
		(1.470.347)	(185.933)	(478.570)	(664.503)	(131.936)	(273.022)	151.830	294.633
Operação	**Risco**								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(65.859)	(4.771)	(4.270)	(9.041)	(1.466)	(2.913)	1.486	2.992
Instrumentos financeiros passivos	**TJLP**	(65.859)	(4.771)	(4.270)	(9.041)	(1.466)	(2.913)	1.486	2.992
		(65.859)	(4.771)	(4.270)	(9.041)	(1.466)	(2.913)	1.486	2.992
Operação	**Risco**								
Debêntures	IPCA	(1.046.512)	(123.353)	(162.551)	(285.904)	(35.573)	(72.210)	34.540	68.076
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(86.993)	(13.383)	(11.126)	(24.509)	(2.106)	(4.263)	2.056	4.063
Instrumentos financeiros passivos	**IPCA**	(1.133.505)	(136.736)	(173.677)	(310.413)	(37.679)	(76.473)	36.596	72.139
Swap - Ponta Ativa - Safra	IPCA	725.195	78.153	136.476	214.629	28.754	58.440	(27.850)	(54.824)
Instrumentos financeiros derivativos	**IPCA**	725.195	78.153	136.476	214.629	28.754	58.440	(27.850)	(54.824)
		(408.310)	(58.583)	(37.201)	(95.784)	(8.925)	(18.033)	8.746	17.315

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 6,9% e 11,2% a.a.; TJLP entre 5,4% e 6,5% a.a.; e IPCA entre 3,6% e 8,3% 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; e (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.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, 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 2021, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2021						31/12/2020
	Até 1 mês	**De 1 a 3 meses**	**De 3 meses a 1 ano**	**De 1 a 5 anos**	**Mais de 5 anos**	**Total**	**Total**
Passivos financeiros							
Fornecedores	562.847	110.400	65.430			738.677	596.358
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			411	910		1.321	2.096
Debêntures	28.307	17.820	44.195	2.002.820		2.093.142	678.694
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.703	5.260	77.432	468.770		554.165	1.110.890
Arrendamentos e aluguéis	695	721	6.609	19.359	12.007	39.391	32.972
Passivos financeiros setoriais			400.427	920.440		1.320.867	1.546.397
	594.552	134.201	594.504	3.412.299	12.007	4.747.563	3.967.407

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 2021 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 sobra 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 n°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 n° 824 de 10 de julho e a Resolução n° 833 de 10 de dezembro do mesmo ano (revogada pela Resolução n° 869 de 28 de janeiro de 2020), foi regulamentado o MVE como instrumento adicional de gestão de sobra 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.

Em 30 de novembro de 2021 a Diretoria da ANEEL aprovou a regra de repasse tarifário dos efeitos do MVE para os produtos anuais e semestrais. Entretanto, a apuração final do valor depende da definição dos montantes de sobrecontratação involuntária, que estão em discussão com a Agência.

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.

Conforme mencionado na nota 7.1, em dezembro de 2021 foi emitida a Nota Técnica nº 121/2021–SRM/SGT/ANEEL com novos critérios de apuração da sobrecontratação involuntária que passará pela avaliação da Diretoria da ANEEL.

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

Com o cenário da COVID-19 (Nota 4.5.4.2), houve uma redução no mercado de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2020 e 2021, 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.

Foi instaurada a consulta pública n° 35 pela Agência Reguladora, cuja fase 3ª tratou do aprimoramento dos mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro, advindos de fatos geradores decorrentes da pandemia, além do tratamento da sobrecontratação involuntária e o ressarcimento ao consumidor de custos administrativos, financeiros e tributários da operação de crédito da Conta-COVID. Em 23 de novembro de 2021, a Diretoria da ANEEL deliberou o resultado da referida Consulta Pública, definindo para a sobrecontratação relativa ao COVID-19 a utilização como carga contrafactual a declaração nos Leilões A-1 e A-2 de 2019.

Para o segundo semestre de 2021, o agravamento do cenário de crise hídrica e o crescimento de mercado acima das projeções impactaram momentaneamente as estratégias definidas para o ano. Nesse sentido, substancialmente até novembro, a Companhia declarou déficit no MCSD de julho a dezembro de 2021 que foram atendidos pelo Mecanismo. Dessa forma, foram adquiridos 241 MWm para a Companhia visando a proteção de seus fluxos de caixa.

A sobrecontratação de energia, relativa ao exercício de 31 de dezembro de 2021, afetou negativamente o resultado da Companhia em R$28.411.

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 2021 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas 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, passiveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

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 termoelétricas, gerando maior necessidade de caixa e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão da Companhia.

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 4.5.2, a Resolução Normativa n° 936/2021 vedou até 30 de setembro de 2021 a suspensão do fornecimento de energia para determinadas classes de consumo. Entretanto, a Companhia não identificou impactos significativos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e está avaliando os possíveis impactos futuros.

Ainda com relação a pandemia da COVID-19 (Nota 3.3) a Companhia possui contratos de energia com clientes livres, onde, no decorrer de 2020, 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 4.5.4.2), em 23 de novembro de 2021, a Diretoria da ANEEL deliberou o resultado da Consulta Pública nº 35, o tratamento da sobrecontratação involuntária e o ressarcimento ao consumidor de custos administrativos, financeiros e tributários da operação de crédito da Conta-COVID.

• 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).

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 5.3).

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 refinanciar as dívidas existentes.

	31/12/2021	31/12/2020
Total dos empréstimos e debêntures	2.647.307	1.789.584
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(687.156)	(469.267)
Dívida líquida	1.960.151	1.320.317
Total do Patrimônio Líquido	1.290.518	987.963
Total do capital	3.250.669	2.308.280
Índice de alavancagem financeira - %	60,30%	57,20%

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:

				Efeito não caixa			
	Nota	Saldo em 31/12/2020	Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Valor justo	Adições/ baixas	Saldo em 31/12/2021
(Aumento) diminuição de passivos de financiamento							
Dividendos		93.569	(166.896)			116.662	43.335
Debêntures	16.2	678.694	1.294.439	93.131	(54.790)	81.668	2.093.142
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17.2	1.110.890	(613.374)	14.818		41.831	554.165
Arrendamentos e aluguéis	12.5	32.972	(11.338)		4.692	13.065	39.391
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento)		1.916.125	502.831	107.949	(50.098)	253.226	2.730.033

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

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:

	2021	2020
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	43.335	93.568
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	5.981	3.240
Capitalização nos Ativos da concessão relativos a contingências	(849)	2.420
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	13.065	1.619
Total	61.532	100.847

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2021 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.

	31/12/2021					31/12/2020
	2022	2023 e 2024	2025 e 2026	A partir de 2027	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	71	41			112	396
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.770.375	5.130.334	3.712.008	12.449.443	24.062.160	23.390.566
Encargos de conexão e transporte de energia	337.471	814.766	678.893	616.126	2.447.256	3.269.918
Materiais e serviços	599.711	613.541	25.676	3.441	1.242.369	1.259.593
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	295.745	353.112	69.630		718.487	232.257
	4.003.373	6.911.794	4.486.207	13.069.010	28.470.384	28.152.730

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 2021, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/12/2021					31/12/2020
	2022	2023 e 2024	2025 e 2026	A partir de 2027	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	68	43			111	387
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.770.375	5.721.115	4.720.615	21.688.839	34.900.944	34.306.320
Encargos de conexão e transporte de energia	337.471	908.345	870.302	870.794	2.986.912	4.081.386
Materiais e serviços	581.848	657.484	31.211	5.897	1.276.440	1.327.419
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	313.365	534.318	149.979		997.662	199.070
	4.003.127	7.821.305	5.772.107	22.565.530	40.162.069	39.914.582

29.2 Garantias

		Limite máximo garantido	
Tipo de garantia	**Modalidade**	**31/12/2021**	**31/12/2020**
Seguro de vida	Aval de acionista	149.906	147.971
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária, e (ii) Seguro garantia.	151.736	156.897
Outros	Recebíveis	45.391	52.638
		347.033	357.506

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:

	31/12/2021		31/12/2020	
	Valor em risco	**Limite máximo de indenização**	**Valor em risco**	**Limite máximo de indenização**
Subestações	431.628	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
Transportes (materiais)	10.240	3.300	25.600	3.000
Transportes (veículos)	789	789	789	789
Seguro de vida	149.906	(*)	147.971	(*)

(*) 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$247.595; e

(iv) Responsabilidade civil de riscos cibernéticos, com cobertura de até R$5.611.

31 Eventos Subsequentes

31.1 Decreto nº 10.939 de 13 de janeiro de 2022

O Decreto nº 10.939/22, autoriza a criação da Conta Escassez Hídrica para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Trata-se do resultado da MP nº 1.078 que previu o uso de recursos que seriam arrecadados por meio de encargo tarifário, para lidar com esses custos adicionais. A Lei possibilita que a CDE seja utilizada para arrecadação de recursos referentes à amortização de operações financeiras vinculadas ao enfrentamento da situação de escassez hídrica e dos diferimentos aplicados em processos tarifários anteriores, o que engloba os custos adicionais com as bandeiras tarifárias, as despesas relacionadas ao programa de bonificação por redução do consumo e os custos com a importação de energia entre julho e agosto de 2021.

* * *

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

João Manuel Veríssimo Marques da Cruz
Presidente

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Conselheiro

João José Saraiva Torres
Conselheiro

Claudio Aparecido Lucio
Conselheiro

Luiz Otavio Assis Henriques
Conselheiro

Pompeu Freire de Mesquita
Conselheiro suplente

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Luiz Otavio Assis Henriques
Diretor-Presidente

Evandro Scopel Cometti
Diretor de Planejamento e Engenharia

André Luis de Nunes de Mello Almeida
Diretor de Sustentabilidade

Luiz Felipe Falcone de Souza
Diretor de Regulação

Dyogenes Rosi
Diretor de Planejamento Energético

Cristiane da Costa Fernandes
Diretora Comercial e de Distribuição

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

CONTABILIDADE

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

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