

Demonstrações Contábeis Societárias

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 2020 (Em milhares de Reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2021	31/12/2020
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	91.005	135.653
Títulos e valores mobiliários	6	-	100.013
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	215.969	173.181
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	2.166	1.313
Outros tributos a compensar	8	16.034	13.144
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	80.415	-
Derivativos	31	41.070	18.895
Ativo financeiro setorial	9	140.455	27.997
Estoques		2.944	2.684
Outros ativos	12	68.291	36.765
Total do circulante		658.348	509.646
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	15.255	10.182
Depósitos judiciais	20	22.536	22.262
Outros tributos a compensar	8	19.381	18.636
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	168.518	150.632
Ativo financeiro setorial	9	31.169	-
Derivativos	31	29.451	68.656
Ativo financeiro da concessão	11	105.401	70.902
Outros ativos	12	83	145
Ativo contratual	13	103.315	72.928
Intangível	14	954.748	902.825
Total do não circulante		1.449.858	1.317.169
Total do ativo		2.108.206	1.826.815

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de Reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2021	31/12/2020
Circulante			
Fornecedores	15	170.522	158.631
Empréstimos e financiamentos	16	194.856	84.447
Debêntures	17	1.613	334
Taxas regulamentares	18	25.211	4.013
Imposto de renda e contribuição social a recolher	19	2.394	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	40.837	30.476
Dividendo e juros sobre capital próprio	28	5.714	22.543
Obrigações estimadas com pessoal		5.011	4.603
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	58.606	20.151
Outras contas a pagar	21	56.241	60.667
Total do circulante		561.005	385.866
Não circulante			
Fornecedores	15	484	949
Empréstimos e financiamentos	16	607.463	539.144
Debêntures	17	189.857	189.797
Imposto de renda e contribuição social a recolher	19	6.199	-
Débitos fiscais diferidos	10	26.764	31.445
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	20	30.213	23.322
Derivativos	31	247	-
Passivo financeiro setorial	9	-	7.240
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	248.934	114.484
Outras contas a pagar	21	4.682	4.617
Total do não circulante		1.114.843	910.997
Patrimônio líquido			
	22		
Capital social		170.413	170.413
Reserva de capital		494	503
Reserva legal		34.083	34.083
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		162.697	323.194
Dividendo		64.494	-
Resultado abrangente acumulado		177	1.758
Total do patrimônio líquido		432.359	529.951
Total do passivo e do patrimônio líquido		2.108.206	1.826.815

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de Reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2021	2020
Receita operacional líquida	24	1.529.111	1.310.358
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	25	(969.150)	(752.822)
Custo com operação		(129.381)	(121.287)
Amortização		(57.006)	(53.283)
Outros custos com operação	26	(72.376)	(68.004)
Custo do serviço prestado a terceiros	26	(169.978)	(213.447)
Lucro operacional bruto		260.602	222.801
Despesas operacionais			
Despesas com vendas		(30.704)	(30.067)
Amortização		(198)	(174)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(6.231)	(5.196)
Outras despesas com vendas	26	(24.275)	(24.697)
Despesas gerais e administrativas		(43.055)	(48.561)
Amortização		(4.471)	(4.422)
Outras despesas gerais e administrativas	26	(38.584)	(44.139)
Outras despesas operacionais	26	(6.860)	(9.846)
Resultado do serviço		179.983	134.327
Resultado financeiro	27		
Receitas financeiras		48.471	36.147
Despesas financeiras		(84.350)	(40.684)
		(35.879)	(4.538)
Lucro antes dos tributos		144.104	129.790
Contribuição social	10	(15.026)	(10.413)
Imposto de renda	10	(41.689)	(28.950)
		(56.715)	(39.363)
Lucro líquido do exercício		87.389	90.427
Lucro líquido básico e diluído por lote mil ação ordinária - R\$	23	243,38	251,84

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de Reais)

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Lucro líquido do exercício	87.389	90.427
Outros resultados abrangentes	(1.581)	(168)
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	(1.581)	(168)
Resultado abrangente do exercício	<u>85.808</u>	<u>90.259</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de Reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva de Lucros			Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
			Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro	Dividendo			
Saldos em 31 de dezembro 2019	170.413	513	33.828	258.944	-	1.927	-	465.625
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	90.427	90.427
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	(168)	-	(168)
Mutações internas do patrimônio líquido								
Constituição da reserva legal	-	-	255	-	-	-	(255)	-
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(11)	-	-	-	-	11	-
Constituição de reserva estatutária - reforço de capital de giro	-	-	-	64.251	-	-	(64.251)	-
Transações de capital com os acionistas								
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	(22.595)	(22.595)
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	(3.337)	(3.337)
Saldos em 31 de dezembro 2020	170.413	503	34.083	323.194	-	1.758	-	529.951
Resultado abrangente total								
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	87.389	87.389
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	(1.581)	-	(1.581)
Mutações internas do patrimônio líquido								
Realização da correção monetária especial - lei nº 8.200/91	-	(8)	-	-	-	-	8	-
Transações de capital com os acionistas								
Juros sobre o capital próprio	-	-	-	-	-	-	(22.903)	(22.903)
Aprovação de dividendos intermediários AGE 07/10/2021, 14/12/2021 e 20/12/2021	-	-	-	(160.498)	-	-	-	(160.498)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	64.494	-	(64.494)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2021	170.413	494	34.083	162.697	64.494	177	-	432.359

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de Reais)

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Lucro antes dos tributos	144.104	129.790
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	61.675	57.879
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	7.289	7.740
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.231	5.196
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	47.174	25.796
Perda (ganho) na baixa de não circulante	6.532	9.494
	273.005	235.895
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(72.529)	(4.775)
Tributos a compensar	54.208	21.949
Depósitos judiciais	249	179
Ativo financeiro setorial	(131.135)	29.211
Contas a receber - CDE	(5.060)	4.313
Outros ativos operacionais	(3.561)	(11.712)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	11.426	29.011
Outros tributos e contribuições sociais	7.699	(6.059)
Taxas regulamentares	21.198	(6.226)
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(2.459)	(6.516)
Passivo financeiro setorial	(32.939)	2.002
Contas a pagar - CDE	(11.383)	14.157
Outros passivos operacionais	41.132	15.338
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	149.851	316.767
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(27.649)	(22.411)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(57.321)	(10.965)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	64.881	283.391
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(5.741)	(99.997)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	103.438	-
Adições de ativo contratual	(166.332)	(206.371)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(68.635)	(306.368)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	222.440	221.758
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(81.007)	(80.305)
Liquidação de operações com derivativos	14.467	3.404
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(196.794)	(43.201)
Captações de mútuos com controladas e coligadas	-	1.405
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	-	(1.405)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(40.894)	101.656
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(44.648)	78.679
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	135.653	56.974
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	91.005	135.653

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA

Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de Reais)

	2021	2020
1 - Receita	2.234.595	1.847.378
1.1 Receita de venda de energia e serviços	2.071.047	1.639.346
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	169.779	213.228
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(6.231)	(5.196)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(1.333.015)	(1.140.703)
2.1 Custo com energia elétrica	(1.076.289)	(835.753)
2.2 Material	(118.983)	(134.564)
2.3 Serviços de terceiros	(105.443)	(133.279)
2.4 Outros	(32.300)	(37.107)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	901.580	706.674
4 - Retenções	(61.909)	(58.195)
4.1 Depreciação e amortização	(61.909)	(58.195)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	839.671	648.479
6 - Valor adicionado recebido em transferência	51.052	37.905
6.1 Receitas financeiras	51.052	37.905
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	890.723	686.385
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	55.901	53.141
8.1.1 Remuneração direta	35.585	33.659
8.1.2 Benefícios	18.301	17.449
8.1.3 F.G.T.S	2.015	2.032
8.2 Impostos, taxas e contribuições	661.016	499.634
8.2.1 Federais	367.376	253.205
8.2.2 Estaduais	293.437	246.221
8.2.3 Municipais	202	208
8.3 Remuneração de capital de terceiros	86.417	43.183
8.3.1 Juros	85.665	42.431
8.3.2 Aluguéis	752	752
8.4 Remuneração de capital próprio	87.389	90.427
8.4.1 Juros sobre capital próprio (incluindo adicional proposto)	22.903	22.595
8.4.2 Dividendos (incluindo adicional proposto)	64.494	3.337
8.4.3 Lucros retidos	(8)	64.494
	890.723	686.385

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Relatório da Administração

Senhores acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021. As demonstrações financeiras na íntegra estão disponíveis na sede da Companhia. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2020, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2021, a CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 487 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 2,2% em relação ao exercício de 2020. Destaca-se a classe industrial, que registrou uma redução de 15,2% ante 2020.

A CPFL Santa Cruz, em 2021, foi eleita pelo Prêmio Abradee, na categoria de Melhor Responsabilidade Socioambiental de distribuidoras com até 500 mil consumidores.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

2. Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

O ano de 2021 testemunhou o princípio da superação da pandemia de Covid-19. Apesar do mundo ter vivido as ondas mais letais da pandemia, também foi o ano em que as vacinas começaram a ser amplamente disseminadas (ainda que com enorme heterogeneidade, em termos globais). A combinação de vacinação e contaminação prévia tem proporcionado uma proteção importante à população, ainda que novas variantes continuem surgindo, como foi o caso da Delta e, mais recentemente, da Ômicron. Olhando a evolução da pandemia ao longo de 2021, fica claro o alívio gradual vivenciado pelos sistemas de saúde e a retomada da mobilidade. Deve-se notar, no entanto, que este movimento não é uniforme: em alguns países, há maior resistência à vacinação; em outros, há falta de vacinas. Apesar de grandes avanços na superação da pandemia, ainda não se pode dizer que seus impactos econômicos tenham sido totalmente superados em 2021.

A gradativa normalização das atividades não foi suficiente para reverter o movimento de consumo de bens muito superior ao consumo de serviços. Três fatores contribuíram para manter a demanda por bens historicamente elevada durante todo o ano:

- i) os pacotes de estímulos, tanto fiscais quanto monetários, auxiliaram na manutenção da renda e consumo total em 2020 e início de 2021, apesar do aumento substancial da poupança das famílias. Este fenômeno foi reforçado nos EUA em 2021, com os pacotes de recomposição de renda efetuados no início do mandato de Biden;
- ii) a normalização incompleta do consumo de serviços: num ambiente de manutenção de renda, o que não foi direcionado à poupança foi, por exclusão, consumido; como em boa parte do ano as restrições à mobilidade e os temores relativos à pandemia ainda vigoravam, o deslocamento da demanda aos padrões pré-pandemia foi incompleto;
- iii) a readequação dos níveis de estoques ótimos: os gargalos de produção enfrentados ao longo de 2020 continuaram restringindo a oferta em 2021 e a resposta encontrada por fabricantes e varejistas foi elevar seus estoques, de matérias primas a produtos acabados, elevando ainda mais a demanda global.

Assim, ao mesmo tempo em que a demanda permaneceu elevada, a oferta continuou negativamente impactada pelos *lockdowns* e pelas discontinuidades nas cadeias de insumos. Houve progresso na normalização das cadeias, porém é um processo que apenas se iniciou em 2021 e deve se completar apenas em meados de 2022.

A consequência desta normalização incompleta da economia em 2021, com demanda por bens ainda elevada e oferta restrita, resultou em preços mais elevados em todas as etapas da cadeia, de *commodities*, fretes, preços ao produtor e consumidor. A alta inflação, como se viu, deveu-se muito mais à incapacidade de resposta da oferta do que a um crescimento exuberante da economia.

A alta de preços de *commodities*, como seria de se esperar, repercutiu positivamente sobre as exportações brasileiras. No acumulado de 2021, as exportações somaram US\$ 280,4 bilhões, um crescimento de 34%. Com isso, o saldo comercial foi de US\$ 61,0 bilhões, recorde histórico, ajudando a manter a folga nas contas externas.

No Brasil, apesar da folga nas contas externas e da alta de juros no segundo semestre, a intensificação das incertezas fiscais parece ter contribuído para a depreciação da moeda. De fato, para além do movimento esperado pela valorização do dólar frente a outras moedas, as discussões domésticas sobre a PEC dos Precatórios e alteração do teto de gastos, a fim de viabilizar o Auxílio Brasil, parecem ter sido essenciais para amplificar a pressão sobre o real no último trimestre do ano. Apesar das intervenções do BC, a piora do ambiente doméstico e externo fez com que o câmbio passasse de uma média de R\$ 5,23/US\$ no terceiro trimestre de 2021 para R\$ 5,59/US\$ no último trimestre. Em termos reais, a taxa de câmbio brasileira encerrou o ano de 2021 cerca de 35% acima da média verificada entre 2015 e 2019. A depreciação cambial combinada à alta de preços *commodities* resultou num choque inflacionário. Este choque foi visto tanto nos preços no atacado quanto nos preços ao consumidor.

A inflação bem acima da meta e acelerando, com núcleos em patamar desconfortável, fez com que o Banco Central reagisse tempestivamente. O ano se iniciou com a taxa de juros básica em 2% ao ano, mínimo histórico, porém já a partir de março o Banco Central deu partida ao ajuste da política monetária e da taxa de juros, que encerrou 2021 no patamar de 9,25% ao ano.

Apesar da alta dos juros ao longo do ano, o crédito ainda mostrou um bom desempenho em 2021, sendo uma fonte importante de sustentação do consumo. Este último ainda foi favorecido pela recuperação do mercado de trabalho e pela concessão de auxílios governamentais. O Auxílio Emergencial atingiu menos famílias em 2021 do que em 2020 e teve um ticket médio menor, reduzindo o alívio aos orçamentos familiares. Por outro lado, a população ocupada continuou abatida pelas restrições por conta da pandemia no primeiro semestre – mas mostrou

uma rápida recuperação no segundo semestre, com o avanço da vacinação e melhora do quadro sanitário.

Dados esses fatores, o consumo cresceu relativamente pouco em 2021, na comparação com o patamar final de 2020. Chegou a ultrapassar o consumo de 2019, pré-pandemia, em vários meses, mas perdeu fôlego nos últimos meses do ano.

Tarifas de energia elétrica

Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2021:

Em 21 de março de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.837, a Aneel homologou o resultado da quinta Revisão Tarifária Periódica da CPFL Santa Cruz em 17,19%, sendo 16,98% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 0,21% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 9,95% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 11,90% e da Parcela B de 5,08%. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2021.

Em 1º de setembro de 2021, por meio da Resolução nº 3/2021, entrou em vigor a "Bandeira Escassez Hídrica", no valor de R\$ 14,20 a cada 100 kWh, que irá vigorar até abril de 2022. A escassez hídrica onerou o caixa das distribuidoras no fim de 2021, dado que os custos de energia se elevaram em função do despacho de termelétricas movidas a combustível fóssil, e a Bandeira Tarifária Vermelha II não foi suficiente para cobrir tal déficit.

3. Desempenho operacional

Clientes: a CPFL Santa Cruz encerrou o ano de 2021 com 487 mil clientes, com aumento de 12 mil consumidores, representando um crescimento de 2,5%.

Vendas de energia

Em 2021, as vendas para o mercado cativo totalizaram 2.190 GWh, uma queda de 2,1% em relação a 2020.

A participação das principais classes de consumo no total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora em 2021 foi de 40,6% para a classe residencial, 13,1% para a classe comercial e 10,8% para a classe industrial. Para essas classes de consumo destaca-se:

- Classe Residencial: aumento de 2,1%, refletindo principalmente o incremento de unidades consumidoras em 2021, em relação a 2020, e temperaturas mais elevadas ao longo do ano;
- Classes Comercial e Industrial: redução de 3,8% e 15,2%, respectivamente, refletindo os impactos trazidos pela restrição de atividades devido à pandemia da covid-19, além de um calendário com menos dias de faturamento, o efeito da movimentação de clientes para o mercado livre e o impacto causado pelo crescimento da geração distribuída na área de concessão;

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a CPFL Santa Cruz obteve, em 2021, o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 76,7, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, resultado 7,5 pontos abaixo do resultado de 2020. O índice foi superior à média nacional de 65,5 pontos. A CPFL Santa Cruz havia ocupado em 2019 a 7ª posição no ranking de sua categoria, passou à 6ª em 2020 e em 2021 à 5ª posição.

Fornecimento de energia: A CPFL Santa Cruz desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2021, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 5,66 horas e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,21 vezes, entre os menores do setor.

4. Desempenho econômico-financeiro

Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

Receita operacional: a receita operacional bruta foi de R\$ 2.241 milhões em 2021, representando um aumento de 21,0% (R\$ 388 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de 17,7% (R\$ 223 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) de 446,3% (R\$ 134 milhões) nos ativos e passivos financeiros setoriais; (iii) de 28,2% em outras receitas (R\$ 74 milhões); e (iv) de 548,9% (R\$ 14 milhões) no ativo financeiro da concessão. Esses aumentos foram parcialmente compensados pelas seguintes reduções: (i) de 20,4% (R\$ 43 milhões) na receita com construção de infraestrutura; e (ii) de 15,7% no suprimento de energia elétrica (R\$ 13 milhões).

As deduções da receita operacional foram de R\$ 712 milhões em 2021, representando um aumento de 31,3% (R\$ 169 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 1.529 milhões em 2021, representando um aumento de 16,7% (R\$ 219 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): em 2021, o EBITDA foi de R\$ 242 milhões, representando um aumento de 25,7% (R\$ 49 milhões), devido aos seguintes fatores: (i) aumento de 16,7% na receita líquida (R\$ 219 milhões); (ii) redução de 20,4% nos custos com construção de infraestrutura (R\$ 43 milhões), que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; e (iii) redução de 2,4% (R\$ 4 milhões) no PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros Custos/Despesas Operacionais). O aumento no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 5,7% (R\$ 3,1 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 8,7% (R\$ 1,1 milhão) nas despesas com material;
- ✓ Redução de 2,8% (R\$ 1,5 milhão) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Redução de 19,5% (R\$ 6,3 milhões) em outros custos/despesas operacionais.

Estas variações foram parcialmente compensadas pelo aumento de 28,7% no custo com energia elétrica (R\$ 216 milhões).

<i>Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA</i>		
	2021	2020
Lucro Líquido	87.389	90.427
Amortização	61.675	57.879
Resultado Financeiro	35.879	4.538
Contribuição Social	15.026	10.413
Imposto de Renda	41.689	28.950
EBITDA	241.658	192.207

*Conforme Instrução CVM nº 527, de 4/10/2012

Lucro líquido: a CPFL Santa Cruz apurou lucro líquido de R\$ 87 milhões em 2021, representando uma redução de 3,4% (R\$ 3 milhões), e aumento de 25,7% no EBITDA (R\$ 49 milhões). Essa variação foi parcialmente compensado pelos aumentos: (i) de 690,7% na despesa financeira líquida (R\$ 31 milhões);(ii) de 44,1% no Imposto de Renda e Contribuição Social (R\$ 17 milhões); e (iii) de 6,6% na amortização (R\$ 4 milhões).

Endividamento: no final de 2021, a dívida financeira (incluindo derivativos) da CPFL Santa Cruz atingiu R\$ 924 milhões, representando um aumento de 27,2%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 166 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

6. Sustentabilidade e aspectos ESG (ambientais, sociais e de governança)

A CPFL Santa Cruz desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir com o desenvolvimento sustentável das áreas de abrangência. Alinhada ao Plano Estratégico do Grupo CPFL, a estratégia de sustentabilidade é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaques a seguir.

Plano de sustentabilidade: organizado em três pilares – Energia sustentável, Soluções inteligentes e Valor compartilhado com a sociedade – e em habilitadores fundamentais - Ética, Transparência, Desenvolvimento de pessoas e inclusão, se desdobra em 15 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas.

Plataforma de sustentabilidade: ferramenta de gestão da performance em sustentabilidade sob a perspectiva dos principais públicos de relacionamento, com indicadores e metas alinhados ao Plano Estratégico e ao Plano de Sustentabilidade.

Comitê de sustentabilidade: instância da diretoria executiva responsável por monitorar o

Plano e a Plataforma de sustentabilidade, avaliar e recomendar a inclusão de critérios e diretrizes de sustentabilidade em processos decisórios, monitorar tendências e temas críticos para a empresa.

Mudanças do Clima: estamos comprometidos com a transição para uma economia de baixo carbono e enfrentamos o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação.

Gestão ambiental: nosso modelo de negócio demanda uma ampla capacidade de gestão dos impactos ambientais. A empresa foi certificada na norma ISO 14001 em 2020 e suas unidades operacionais (Estações Avançadas e Subestações) são periodicamente avaliadas quanto aos riscos e requisitos legais. Possui contrato para atendimento a situações de emergência ambiental, além de seguro específico. Realiza projetos visando aprimorar o desempenho ambiental nos municípios, como o Arborização + Segura.

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): O Programa de Integridade do Grupo CPFL, além de ter como base as diretrizes, valores e princípios do Grupo, formaliza o seu compromisso em conduzir os negócios pautados pela integridade e pelos mais altos parâmetros de Governança Corporativa. O programa possui 4 pilares compostos por dispositivos que evidenciam o tom e a prática do discurso pela alta administração, a existência de procedimentos e diretrizes como o Código de Conduta Ética, além de ações de comunicação e treinamentos para colaboradores e fornecedores. O programa conta, ainda, com o canal de ética, independente e gerido por empresa terceira, bem como com mecanismos de avaliação e monitoramento de suas ações. Ao longo de 2021, destacamos as seguintes ações executadas: (i) a manutenção do Selo Pró-Ética 2020/2021 que é um prêmio concedido pela Controladoria Geral da União (CGU) a um seleto grupo de empresas, que fomentam a adoção voluntária de medidas de integridade e comprometidas em implementar ações voltadas à prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude; (ii) os treinamentos presenciais e virtuais sobre temas do Programa de Integridade para colaboradores e fornecedores; (iii) a divulgação da Conversa Mensal de Integridade – CMI em todas unidades do grupo CPFL com temas como Assédio Sexual, Conflito de Interesses, Tratamento Desrespeitoso, Discriminação e Preconceito e Brindes Presente e Hospitalidades; e (iv) a comemoração do Dia da Integridade, com evento online que contou com a participação do convidado Max Gehringer para reflexão sobre o valor deste tema para a CPFL. Além disso, foram realizadas 12 reuniões do Comitê de Ética em 2021, para tratar de temas relacionados à gestão da ética, considerando sugestões, consultas e denúncias recebidas no período.

Relacionamento com a comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a CPFL Jaguaratuba atua, destacam-se: **(i) CPFL Jovem Geração:** foram executados projetos de transformação social através da cultura e esporte em 3 cidades; **(ii) CPFL nos Hospitais:** foram executados projetos de humanização hospitalar (realizados em formato digital, alcance nacional); **(iii) CPFL Intercâmbio Brasil-China (programação digital – alcance nacional):** foram executados projetos digitais que visam as trocas culturais, fortalecendo os diálogos entre os dois países. Ao todo, a frente atingiu 285 mil pessoas digitalmente; **(iv) Circuito CPFL (atividades suspensas em 2021 e postergadas para 2022 devido à pandemia de COVID-19):** A frente Circuito CPFL promove atividades culturais e esportivas itinerantes em todo o país como sessões de cinema movidos a energia solar (CineSolar) e etapas de corrida. Em função da pandemia da Covid-19 as atividades do CineSolar foram adaptadas ao formato digital através da mostra digital “A brincadeira tá on”, que selecionou 56 curta-metragens em 14 estados (alcance nacional); **(v) Café Filosófico CPFL (programação digital -alcance nacional):** foram executadas lives do programa Café Filosófico CPFL, exibidas ao vivo nas redes sociais do Instituto e posteriormente na TV Cultura. Mais de 170 milhões de pessoas foram impactadas com essas atividades; **(vi) Outros investimentos sociais:** foi executado um projeto voltado às pessoas com deficiência; e **(vii) Eficiência Energética (0,5% da ROL) –** Foram investidos R\$ 3,7

milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: (a) R\$ 531 mil em projetos de Iluminação Pública, que proporcionaram a substituição de 525 pontos de Iluminação por LED; (b) R\$ 214 mil em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que proporcionaram a substituição de 3.000 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED). Também desenvolveu (c) projeto bônus residencial com a substituição de 467 geladeiras ineficientes por geladeiras econômicas da tecnologia inverter, com um investimento de R\$ 453 mil. Por fim, (d) investiu R\$ 1,9 milhões no Programa de Hospitais, que está implementando Sistemas de Geração Fotovoltaica e realizando a Substituição de lâmpadas por LED em Hospitais Públicos e Filantrópicos;

Gestão de Recursos Humanos: Em 2021, treinamos 564 pessoas. Da base ativa de colaboradores, 95% já passou por algum treinamento. Foram 1,8 mil horas de treinamento online. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com 3 Escolas para formação de eletricitistas concluídas ao longo do ano, 43 pessoas treinadas e mais de 1,2 mil horas de desenvolvimento.

Rede de Valor: em 2021, foram realizados 2 encontros da Rede de Valor, que contaram com a participação de 80 parceiros e no qual foram abordados os seguintes temas: Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD), Segurança da Informação, ESG, Código de Ética para Fornecedores e Segurança do Trabalho. Assim como em 2020, os encontros de 2021 também foram em formato online por causa da pandemia.

7. Auditores Independentes

A KPMG Auditores Independentes ("KPMG") foi contratada pela CPFL Santa Cruz para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, a KPMG prestou serviços de asseguarção de *covenants* e revisão tributária - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF).

A contratação dos auditores independentes, conforme estatuto social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

A KPMG declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

8. Agradecimentos

A Administração da CPFL Santa Cruz agradece aos seus acionistas, clientes, fornecedores e comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na companhia no ano de 2021. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos.

A Administração

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 487 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

1.1 Impactos do COVID-19

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou que o coronavírus (COVID-19) é uma pandemia. O surto desencadeou decisões significativas de governos e entidades do setor privado, que somadas ao impacto potencial do surto à época, aumentaram de certa forma o grau de incerteza para os agentes econômicos e podem gerar impactos nas demonstrações financeiras. As principais economias do mundo e os principais blocos econômicos vêm estudando e implementando pacotes de estímulos econômicos para minimizar impactos econômicos que o COVID -19 vem provocando e ainda possa provocar.

A Administração tem avaliado de forma constante o impacto do surto nas operações e na posição patrimonial e financeira da Companhia, com o objetivo de implementar medidas apropriadas para mitigar os impactos nas operações. Até a data de autorização para emissão dessas demonstrações financeiras, as seguintes medidas foram tomadas e os principais assuntos que estão sob monitoramento constante estão listados a seguir:

- Implementação de medidas temporárias no quadro de funcionários, tais como planos de home office, adequação dos espaços coletivos para evitar aglomerações, e demais medidas aplicáveis, relacionadas à saúde;
- Negociação com fornecedores de equipamentos para avaliação de prazos de entregas tendo em vista o cenário da pandemia, sem que haja, até o momento, indicativos de riscos relevantes de atraso que possam impactar nas operações;
- Avaliação das condições contratuais com instituições financeiras relacionadas a empréstimos e financiamentos e pagamento com fornecedores, para mitigar eventuais riscos de liquidez;
- Monitoramento das variações de indexadores de mercado que poderiam afetar empréstimos, financiamentos e debêntures;

- Avaliação de eventuais renegociações com clientes, em função de retração macroeconômica. Tais renegociações estão sendo direcionadas, em sua maioria, através de deslocamentos temporais nas quantidades contratadas;
- Monitoramento de redução do mercado faturado pelo fechamento, assim como a retomada após as medidas de flexibilização, de estabelecimentos comerciais e industriais decorrente das medidas de enfrentamento à pandemia;
- Monitoramento de sobrecontratação em função da redução da carga e consequentes sobras de energia superiores aos 5% previstos nos requisitos regulatórios;
- Monitoramento da inadimplência, especialmente sob a luz da suspensão dos cortes por inadimplência para as subclasses residenciais de baixa renda a partir de 1 de abril até 30 de junho de 2021, o qual foi prorrogado até 30 de setembro de 2021, conforme REN nº 936 da ANEEL. Além de regras específicas a serem atendidas para que possam ser efetuados os cortes nas demais classes consumidoras e restrições na cobrança de multa e juros por inadimplência.

Devido à relevância dos potenciais impactos mencionados, as autoridades do Setor Elétrico Brasileiro, em especial o Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANEEL, adotaram algumas medidas durante o período:

- Isenção aos consumidores de baixa renda com consumo mensal de até 220 quilowatt-hora (kWh/mês) do pagamento da conta de energia elétrica, no período entre 1º de abril a 30 de junho de 2020, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, custeada por meio de aportes da União ao fundo setorial CDE, conforme previsto na Medida Provisória nº 949, de 8 de abril de 2020.
- Reconhecimento das sobras resultantes da redução de carga das distribuidoras, decorrente dos efeitos da pandemia de COVID 19, como exposição contratual involuntária, a ser regulamentada pela ANEEL, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e no Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- Criação da Conta COVID por meio da Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020 e regulamentada por meio do Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, e da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020.

A Conta COVID destinou-se a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas, total ou parcialmente, às concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes: i) aos efeitos da sobrecontratação de abril a dezembro de 2020; ii) à constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA entre a data de homologação do último processo tarifário e dezembro de 2020; iii) à neutralidade dos encargos setoriais de abril a dezembro de 2020; iv) à postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data, enquanto perdurarem os efeitos da postergação; v) saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e vi) antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”.

A disponibilização de tais recursos (exceto para o item “iv” apresentado acima) foi limitada aos efeitos da pandemia estimados pela ANEEL para cada distribuidora, sendo: i) redução de faturamento e de arrecadação, até dezembro de 2020, decorrentes dos efeitos do estado de calamidade pública; e ii) valores estimados de diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A.

A CCEE contratou a operação de crédito para aportar recursos à Conta COVID e efetuou o repasse às distribuidoras até janeiro de 2021, conforme a necessidade declarada por elas individualmente, limitada aos valores homologados pela ANEEL. O pagamento dos recursos provenientes da operação de crédito está sendo feito por meio de encargo, denominado CDE COVID, homologado pela ANEEL e cobrado dos

consumidores a partir dos processos tarifários de 2021 durante o tempo necessário para a quitação da referida operação.

Em julho de 2020 a Companhia declarou sua necessidade por meio de protocolo digital juntamente com o Termo de Aceitação constante do Anexo I da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, considerando os itens “i” a “iii” citados acima em valor máximo equivalente à soma das reduções de faturamento e de arrecadação decorrente dos efeitos da calamidade pública, até dezembro de 2020, estimados pela ANEEL e constantes do Anexo II da mesma Resolução.

O efeito financeiro e econômico para a Companhia ao longo dos próximos meses dependerá do desfecho da crise e seus impactos macroeconômicos. A Companhia continuará monitorando constantemente os efeitos da crise e os impactos nas suas operações e nas demonstrações financeiras.

Reequilíbrio econômico financeiro

Em decorrência dos efeitos das medidas restritivas adotadas pelo governo para conter o avanço da pandemia, a Companhia, assim como outras concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sofreu impactos extraordinários e imediatos, sendo os principais a queda da receita em função da retração do mercado consumidor e redução da arrecadação pelo aumento da inadimplência.

Considerando os efeitos da pandemia e, tendo como base o contrato de concessão entre a Companhia e o Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, assim como os artigos 9º e 10º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dentre outras previsões legais aplicáveis, a Companhia possui o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, de forma que, em uma situação em que ônus gerados por eventos alheios à gestão dos riscos inerentes à operação, tais como, mas sem se limitar, a eventos categorizados como caso fortuito ou força maior, ou mesmo determinações do Poder Concedente que impactem a Companhia, devem ser ressarcidos à Companhia para reequilibrar a saúde econômico-financeira do contrato de concessão.

O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, que regulamenta a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, prevê a análise pela ANEEL, em processo administrativo específico, da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, mediante solicitação das interessadas. Nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 885, de 23 de junho de 2020, a Agência, instaurou segunda fase da Consulta Pública nº 35 de 2020 (“CP35/2020”) no período entre 18 de agosto e 05 de outubro de 2020, com o objetivo de regular a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica.

Em continuidade ao processo de definição da regulamentação do restabelecimento do equilíbrio econômico das concessionárias distribuidoras durante a pandemia, a ANEEL abriu a 3ª Fase da Consulta Pública nº 35 no fim de 2020, na qual também foi discutido sobre as regras de alocação dos custos do empréstimo da Conta Covid e da sobrecontratação involuntária para o ano civil de 2020, reflexo do cenário de pandemia.

Concluída a terceira e última fase da CP35/2020, a Agência definiu as metodologias referentes à sobrecontratação involuntária de 2020, ao reequilíbrio econômico em função da queda de mercado e aumento da inadimplência durante a pandemia, bem como sobre o rateio do custo financeiro da Conta COVID, consubstanciadas na Resolução Normativa ANEEL nº 952, de 23 de novembro de 2021. A

Companhia continua analisando os impactos causados pela pandemia e definirá quanto à necessidade de solicitar a recomposição do equilíbrio econômico em até 60 dias após a publicação, pela ANEEL, da projeção da receita irreversível realizada nos meses de março a dezembro de 2020, conforme definido no parágrafo 7 do Submódulo 2.10 do PRORET, homologado por meio da referida resolução normativa. Ademais, foi estimada e registrada a parcela do custo financeiro da Conta COVID a ser alocada nos processos tarifários de 2022.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”).

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (“www.aneel.gov.br”) e da Companhia (“www.cpfl.com.br”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 14 de março de 2022.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 31 de Instrumentos Financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 7 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada; e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não

faturados;

- Nota 9 – Ativo e passivo financeiro setorial: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;
- Nota 10 – Débitos fiscais diferidos: reconhecimento de ativos em função de disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados;
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão: premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos (nota 31);
- Nota 12 – Outros ativos: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada;
- Nota 13 – Ativo contratual: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 14 – Intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 16 – Empréstimos e financiamentos: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 19 – Imposto de renda e contribuição social a recolher: incertezas sobre os tributos sobre o lucro;
- Nota 20 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos; e
- Nota 31 – Instrumentos Financeiros – derivativos: principais premissas para determinação do valor justo.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real, e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Segmento operacional

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Consequentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

2.6 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

(3) SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem os saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo no momento de sua liquidação e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

A determinação da composição de caixa e equivalentes de caixa da Companhia tem como objetivo a manutenção de caixa suficiente que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto e longo prazo, mantendo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas.

3.2 Contratos de concessão

O ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o Poder Concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura da Companhia é segregada e movimentada como ativo contratual desde a data de sua construção até a completa finalização das obras e melhorias, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, de modo que, quando em operação, sejam reclassificados nas demonstrações financeiras de ativo contratual para as rubricas de (i) ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos, e (ii) ativo financeiro, correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização), mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 24).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são classificados como ativo intangível que serão amortizados pelo prazo da concessão de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário, que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como a Companhia gerencia as construções, através do alto grau de terceirização, e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes e, portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

3.3 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR): esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.

Ativos financeiros a custo amortizado: estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por *impairment*. As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e *impairment* são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.

Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA): esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e *impairment* que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes: esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Custo amortizado: Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.
- Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA): Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:
- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos

de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e

- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, a Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes, sendo essa escolha feita investimento por investimento.

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (nota 31). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, a Companhia considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

(i) Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e, qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo, é registrada contra outros resultados abrangentes.

(ii) Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Para as dívidas contratadas a partir do primeiro trimestre de 2020, devido à características na época das contratações, a Companhia reconheceu os ganhos ou as perdas decorrentes dos empréstimos em moeda estrangeira mensurados a valor justo no resultado (nota 16).

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 31.

- Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

3.4 Intangível e Ativo contratual

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como direito de exploração de concessões, *softwares* e servidão de passagem.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão) em serviço em função do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível, de vida útil definida, é amortizado pelo prazo de concessão, de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, doados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução n° 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) n° 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

Os ativos de infraestrutura da concessão em curso da Companhia foram classificados como ativos de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47.

3.5 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)

- Ativos financeiros

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para determinados recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

A Companhia reconhece provisões para perdas esperadas de crédito sobre: (i) ativos financeiros mensurados ao custo amortizado; (ii) investimentos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável; e (iii) ativos de contrato.

A Companhia mensura a provisão para perda, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, em um montante igual à perda de crédito esperada para a vida inteira, exceto para os títulos de dívida com baixo risco de crédito na data do balanço, que são mensurados como perda de crédito esperada para 12 meses.

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, a Companhia considera uma abordagem simplificada de avaliação da inadimplência baseada em mensurar a perda esperada de um ativo financeiro equivalente às perdas de crédito esperadas para toda a vida de um ativo, contemplando informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica da Companhia, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

A Companhia considera um ativo financeiro como em *default* quando o devedor não cumpriu com sua obrigação contratual de pagamento e é pouco provável que quite suas obrigações.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a definição de um percentual de perda baseado em suas taxas de inadimplência historicamente observadas ao longo da vida estimada do contas a receber de clientes para estimar as perdas de créditos esperadas para toda a vida do ativo, onde o histórico de perdas é ajustado para considerar efeitos das condições atuais e suas previsões de condições futuras que não afetaram o período em que se baseiam os dados históricos.

A metodologia desenvolvida pela Companhia resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de consumidores, concessionárias e permissionárias que está aderente com o CPC 48 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda (“PD” - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento (“EAD” - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência (“LGD” - *Loss Given Default*).

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável, estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui “problemas de recuperação” quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram problemas de recuperação inclui os seguintes dados observáveis:

- dificuldades financeiras significativas do emissor ou do mutuário;
- quebra de cláusulas contratuais;
- reestruturação de um valor devido a Companhia em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- a probabilidade que o devedor entrará em falência ou passará por outro tipo de reorganização financeira; ou
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

As perdas por *impairment* relacionadas à consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecidas em ativos financeiros e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, são registradas no resultado do exercício.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: intangível de concessão e outros intangíveis) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Em período subsequente, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.6 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.7 Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. Apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado, só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente, compete a Assembleia Geral a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários, apurados através de balanço semestral. A declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação da Assembleia Geral.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua deliberação, mesmo que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

3.8 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.

O CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é satisfeita, regida por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas com a satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo, considerando o atendimento de um dos critérios abaixo:

- (a) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetiva o desempenho;
- (b) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo (por exemplo, produtos em elaboração) que o cliente controla à medida que o ativo é criado ou melhorado;
- (c) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executável (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente.

Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

3.9 Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados a cada data de relatório anual e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.10 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível ao acionista controlador e a média ponderada das ações no respectivo exercício.

3.11 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda, outros descontos tarifários, bem como os subsídios referente os valores recebidos para compensar a Companhia por despesas incorridas (Aporte CDE – baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares - nota 24.3).

As subvenções recebidas referentes à compensação de descontos concedidos têm a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato nos termos do CPC 07.

As subvenções que visam compensar a Companhia por despesas incorridas são registradas em uma base sistemática durante os períodos em que as despesas correlatas são incorridas, a menos que as condições para o recebimento da subvenção sejam atendidas após o reconhecimento das despesas relacionadas. Nesse caso, a subvenção é reconhecida quando se torna recebível.

3.12 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada cinco anos, de acordo com cada concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. A receita da Companhia é afetada 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 pela Companhia, classificável como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- **Parcela B (custos gerenciáveis):** composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos previstos (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos previstos e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.13 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Novas normas e emendas às normas foram emitidas pelo CPC e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021. A Companhia não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

a) **Determinação de estimativas contábeis (alterações ao CPC 23):**

As alterações ao CPC 23, no qual introduz a definição de 'estimativa contábeis', esclarecem a distinção entre mudanças nas estimativas contábeis e mudanças nas políticas contábeis e correção de erros. Além

disso, eles esclarecem como as entidades usam as técnicas de medição e inputs para desenvolver as estimativas contábeis.

As alterações serão vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023 e aplicarão para mudanças nas políticas e estimativas contábeis que ocorrerem em, ou após, o início desse período.

A Companhia está avaliando as alterações do pronunciamento, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

b) Divulgação de políticas contábeis (alterações ao CPC 26):

As alterações ao CPC 26 (R1), no qual fornece guias e exemplos para ajudar entidades a aplicar o julgamento da materialidade para a divulgação de políticas contábeis, são para ajudar as entidades a divulgarem políticas contábeis que são mais úteis ao substituir o requerimento para divulgação de políticas contábeis significativas para políticas contábeis materiais e adicionando guias para como as entidades devem aplicar o conceito de materialidade para tomar decisões sobre a divulgação das políticas contábeis.

As alterações são aplicáveis para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2023.

A Companhia está avaliando as alterações do pronunciamento, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

c) Outras normas:

Não se espera que as seguintes normas novas e alteradas tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia:

- Alterações de aluguel relacionadas à COVID-19 (alterações ao CPC 06); e
- Classificação do Passivo em Circulante ou Não Circulante (alterações ao CPC 26).

Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

- Intangível e ativo contratual:

O valor justo dos itens do ativo intangível e do ativo contratual é baseado na abordagem de mercado e nas abordagens de custos através de preços de mercado cotados para itens semelhantes, quando disponíveis, e custo de reposição quando apropriado.

- Instrumentos financeiros:

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados

através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 31) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada cinco anos consiste na avaliação ao preço de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação também é utilizada para estabelecer a tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar o valor original até o próximo processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Saldos bancários	9.502	10.262
Aplicações financeiras	81.502	125.392
Títulos de crédito privado (*)	81.502	125.391
Fundos de investimento	-	1
Total	<u>91.005</u>	<u>135.653</u>

(*) Corresponde a operações de curto prazo em (i) Certificados de Depósitos Bancários (“CDB’s”) no montante de R\$ 43.258 (R\$ 125.391 em 31 de dezembro de 2020), e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 38.244, realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo e baixo risco de crédito e com remuneração equivalente, na média, a 99,29% do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”) (100,59% do CDI em 31 de dezembro de 2020).

(6) TÍTULO E VALORES MOBILIÁRIOS

Títulos e valores mobiliários	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicação direta	-	100.013
Total	<u>-</u>	<u>100.013</u>

Em 31 de dezembro de 2020, representava valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimentos, cuja remuneração é equivalente, à média de 100% da SELIC.

(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2021	31/12/2020
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	41.485	32.170	4.155	77.811	63.470
Industrial	3.029	6.120	4.517	13.666	11.494
Comercial	9.812	4.209	682	14.702	11.896
Rural	6.958	3.438	389	10.785	8.543
Poder público	3.897	1.587	321	5.806	3.498
Iluminação pública	6.629	3.410	373	10.412	6.538
Serviço público	2.855	2.694	933	6.482	6.002
Faturado	74.665	53.629	11.370	139.664	111.441
Não faturado	72.495	-	-	72.495	52.203
Parcelamento de débito de consumidores	12.066	2.042	2.043	16.151	12.034
Operações realizadas na CCEE	16.726	-	-	16.726	6.255
Concessionárias e permissionárias	2.396	-	-	2.396	1.579
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(18.479)	-	-	(18.479)	-
	159.870	55.671	13.413	228.953	183.512
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(12.984)	(10.331)
Total				215.969	173.181
Não circulante					
Parcelamento de débito de consumidores	8.025	-	-	8.025	3.257
Energia Livre	7.230	-	-	7.230	6.925
Total	15.255	-	-	15.255	10.182

Parcelamento de débitos de consumidores: refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores das classes residencial, comercial, industrial, rural e poder público. As regras de parcelamento seguem as políticas internas da Companhia.

Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica: criado pelo Governo Federal no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG) como uma das medidas para enfrentamento do pior cenário de escassez hídrica da história do país. Os consumidores que reduziram o consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), limitado a 20% (vinte por cento), no período de setembro a dezembro de 2021 comparado ao de setembro a dezembro de 2020, receberam bônus no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh reduzido, desde que possuíssem histórico de medição. O referido bônus será custeado por encargo setorial específico, denominado Encargos de Serviço do Sistema (ESS), a ser repassado pela CCEE às distribuidoras. A Companhia registrou um crédito no montante de R\$ 18.479 em ativo em Consumidores, concessionárias e permissionárias referente ao bônus concedido aos consumidores em função do citado programa, em contrapartida de um ativo em Outros Créditos no mesmo montante. O bônus será concedido aos consumidores nas faturas de janeiro e fevereiro de 2022, sendo que o reembolso às distribuidoras se dará na contabilização da CCEE de janeiro, a ser liquidada em março deste mesmo ano.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrito na nota 31 (f).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
Saldo em 31/12/2019	(10.616)	(666)	(11.282)
Provisão revertida (constituída) líquida	(9.884)	7	(9.877)
Recuperação de receita	4.681	-	4.681
Baixa de contas a receber provisionadas	5.488	-	5.488
Saldo em 31/12/2020	(10.331)	(659)	(10.990)
Provisão revertida (constituída) líquida	(13.378)	(41)	(13.420)
Recuperação de receita	7.189	-	7.189
Baixa de contas a receber provisionadas	3.537	-	3.537
Saldo em 31/12/2021	(12.984)	(700)	(13.685)
Circulante	(12.984)	(700)	(13.685)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 31 (f).

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	659
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	441
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.166	212
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.166	1.313
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	1.643	818
ICMS a compensar	13.008	11.611
Programa de integração social - PIS	213	129
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	1.170	586
Outros tributos a compensar	16.034	13.144
Total circulante	18.199	14.457
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	19.381	18.636
Outros tributos a compensar	19.381	18.636
Total não circulante	19.381	18.636

Imposto de renda retido na fonte – IRRF: refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

ICMS a compensar: refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

8.1 Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS:

Ativo	31/12/2021	31/12/2020
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	14.149	-
COFINS sobre ICMS	66.266	-
Total circulante	80.415	-
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	29.817	27.485
COFINS sobre ICMS	138.701	123.146
Total não circulante	168.518	150.632
Passivo	31/12/2021	31/12/2020
<u>Circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	58.606	20.151
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	248.934	114.484

Refere-se a crédito constituído em razão de decisão judicial final favorável em última instância em 2019, a qual não está sujeita a novo recurso, do processo relacionado à exclusão dos montantes de ICMS na base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS (relacionado aos processos originais de quatro companhias agrupadas - CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa), bem como o direito de ressarcimento de valores anteriormente pagos.

Portanto, para o período encerrado em 31 de dezembro de 2021, a CPFL Santa Cruz possui um ativo de tributos a compensar de R\$ 248.933, e um passivo com consumidor de R\$ 307.540. Em março de 2021 no reajuste tarifário foi considerada a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 20.241.

Do montante destacado anteriormente já foram compensados durante o ano de 2021 um montante de R\$ 58.695.

Tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) nos termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, em junho de 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 127.079 (R\$ 129.373 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a CPFL Santa Cruz (empresa incorporada em dezembro de 2017), embora a ação desta empresa ainda não tenha transitado em julgado. Nessa mesma data, a Companhia registrou ainda a diferença do crédito calculado com base no critério de exclusão do ICMS pago, para o ICMS efetivamente destacado em suas faturas de energia.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial está limitada ao prazo prescricional dos últimos 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, ainda sem conclusão por aquele Órgão.

Logo, a decisão contábil da Companhia de, neste momento, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor não significa qualquer renúncia de direito, mas serve tão somente para refletir o atual posicionamento da referida Consulta Pública em andamento pela ANEEL.

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do exercício do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2020			Resultado financeiro (nota 24)			Resultado financeiro (nota 27)			Saldo em 31/12/2021		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Homologação da devolução do crédito de PIS/COFINS	Diferido	Homologado	Total		
Parcela "A"	35.625	9.894	45.519	171.310	(60.696)	7.864	-	148.894	15.102	163.996		
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
CDE (**)	21	2.059	2.080	1.349	(6.903)	289	-	(4.252)	1.066	(3.186)		
Custos energia elétrica	(10.362)	(3.949)	(14.310)	(86.753)	34.646	(767)	-	(58.291)	(8.894)	(67.185)		
ESS e EER (***)	11.725	(5.322)	6.403	60.760	11.881	(341)	-	80.681	(1.978)	78.703		
Promfa	(235)	(184)	(419)	1.474	(813)	19	-	-	260	260		
Rede básica	22.639	4.183	26.822	9.723	(25.655)	1.649	-	6.899	5.640	12.539		
Repasse de Itaipu	29.496	14.813	44.309	177.390	(78.001)	6.594	-	130.635	19.647	150.282		
Transporte de Itaipu	2.135	439	2.574	410	(2.212)	136	-	355	552	907		
Neutralidade dos encargos setoriais	(12.303)	(661)	(12.964)	7.417	(1.271)	150	-	(7.214)	546	(6.668)		
Sobrecontratação	(7.491)	(1.485)	(8.976)	(450)	7.634	135	-	80	(1.737)	(1.657)		
Outros componentes financeiros	(22.179)	(2.584)	(24.762)	3.641	49.819	(828)	(20.241)	32.131	(24.502)	7.628		
Total	13.446	7.310	20.756	174.950	(10.877)	7.035	(20.241)	181.024	(9.400)	171.624		
Ativo circulante	-	-	27.997	-	-	-	-	-	-	140.455		
Ativo não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.169		
Passivo não circulante	-	-	(7.240)	-	-	-	-	-	-	-		

(*) Conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A"

(**) Conta de desenvolvimento energético

(***) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

CVA: referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.12. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

Neutralidade dos encargos setoriais: refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

Sobrecontratação: as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

Outros componentes financeiros: refere-se principalmente à ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, diferido e homologado, e ao diferimento referente postergação de tarifa no RTP de 2021, entre outros.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(10) DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1 Composição dos débitos fiscais diferidos:

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Débito de contribuição social</u>		
Diferenças temporariamente ineditáveis/tributáveis	(7.097)	(8.336)
Subtotal	(7.097)	(8.336)
<u>Débito de imposto de renda</u>		
Diferenças temporariamente ineditáveis/tributáveis	(19.667)	(23.109)
Subtotal	(19.667)	(23.109)
Total	(26.764)	(31.445)
Total débito fiscal	(26.764)	(31.445)

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de diferenças temporariamente ineditáveis está baseada nas projeções de resultados futuros.

10.2 Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente ineditáveis/tributáveis:

	31/12/2021		31/12/2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente ineditáveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	2.555	7.098	1.948	5.412
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.232	3.421	989	2.748
Programas de P&D e eficiência energética	786	2.182	640	1.779
Provisão relacionada a pessoal	234	651	228	632
Marcação a Mercado - Derivativos	975	2.708	(391)	(1.085)
Marcação a Mercado - Dívidas	(1.246)	(3.460)	92	256
Derivativos	(7.304)	(20.290)	(7.571)	(21.031)
Registro da concessão - ajuste do intangível	(3.283)	(9.120)	(4.039)	(11.220)
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(2.820)	(7.833)	(1.335)	(3.708)
Instrumentos financeiros	804	2.235	804	2.235
Outros	995	2.808	538	1.539
Diferenças temporariamente ineditáveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Marcação a Mercado - Derivativos	(17)	(49)	85	236
Marcação a Mercado - Dívidas	(7)	(18)	(325)	(902)
Total	(7.097)	(19.667)	(8.336)	(23.109)

10.3 Expectativa do período de recuperação:

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no não circulante, decorrentes de diferenças temporariamente ineditáveis/tributáveis, estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2022	11.663
2023	3.936
2024	3.936
2025	1.741
2026	1.741
2027 a 2029	3.671
2030 a 2032	1.931
Total	28.617

10.4 Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2021 e 2020:

	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	144.104	144.104	129.790	129.790
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(1.701)	(1.701)	(1.630)	(1.630)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	10.304	10.304	8.572	8.572
Despesa Juros sobre o capital próprio	(22.903)	(22.903)	(22.595)	(22.595)
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	36.911	33.590	1.268	975
Base de cálculo	166.715	163.393	115.404	115.112
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Débito fiscal apurado	(15.004)	(40.848)	(10.386)	(28.778)
Provisão para riscos fiscais	(21)	(841)	(26)	(172)
Total	(15.026)	(41.689)	(10.413)	(28.950)
Corrente	(16.049)	(44.532)	(2.682)	(7.476)
Diferido	1.023	2.843	(7.731)	(21.474)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no resultado do exercício é de R\$ 3.866 (R\$ 29.505 em 2020) e refere-se a diferenças temporárias.

10.5 Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no patrimônio líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2021 e 2020 foram os seguintes:

	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	2.396	2.396	255	255
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(216)	(599)	(22)	(63)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2019	42.241
Transferência - ativo contratual	26.902
Transferência - intangível em serviço	(738)
Ajuste ao valor justo	2.550
Baixas	(53)
Saldo em 31/12/2020	70.902
Transferência - ativo contratual	18.018
Transferência - intangível em serviço	(15)
Ajuste ao valor justo	16.502
Baixas	(6)
Saldo em 31/12/2021	105.401

O saldo refere-se ao ativo financeiro, correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia, de receber caixa via indenização, no momento da reversão dos ativos ao Poder Concedente ao término da concessão, mensurados a valores justos.

Conforme modelo tarifário vigente, a remuneração deste ativo é reconhecida no resultado mediante faturamento aos consumidores e sua realização ocorre no momento do recebimento das contas de energia elétrica. Adicionalmente a diferença para ajustar o saldo ao valor justo (valor novo de reposição “VNR” – nota 4) é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 24), no resultado do exercício.

Em 2021, as baixas de R\$ 6 (R\$ 53 em 2020) referem-se à baixa da atualização relacionada ao ativo de R\$ 2 (R\$ 8 em 2020) e à baixa do ativo de R\$ 4 (R\$ 45 em 2020).

(12) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Adiantamentos - Familinvest	1.051	1.534	13	13
Adiantamentos - fornecedores	410	410	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	2.303	54	-	-
Ordens em curso	16.230	15.501	-	-
Serviços prestados a terceiros	2.272	1.975	-	-
Despesas antecipadas	4.244	2.817	71	133
Contas a receber - CDE	14.360	9.300	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.270	1.232	-	-
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber (nota 7)	18.479	-	-	-
Outros	8.372	4.602	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(700)	(659)	-	-
Total	68.291	36.765	83	145

Ordens em curso: compreende a custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 21).

Contas a receber – CDE: refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 2.096 (R\$ 1.803 em 31 de dezembro de 2020), e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 12.264 (R\$ 7.497 em 31 de dezembro de 2020) – (nota 24.3).

(13) ATIVO CONTRATUAL

Referem-se aos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção.

Saldo em 31/12/2019	81.847
Adições	208.764
Transferência - Intangível em serviço	(190.781)
Transferência - Ativo financeiro	(26.902)
Saldo em 31/12/2020	72.928
Adições	168.235
Transferência - Intangível em serviço	(119.830)
Transferência - Ativo financeiro	(18.018)
Saldo em 31/12/2021	103.315

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(14) INTANGÍVEL

	Direito de concessão		Total
	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Outros ativos intangíveis	
Saldo em 31/12/2019	778.837	-	778.837
Custo histórico	1.285.492	-	1.285.492
Amortização acumulada	(506.655)	-	(506.655)
Amortização	(58.163)	(32)	(58.195)
Transferência - ativo contratual	190.580	200	190.781
Transferência - ativo financeiro	738	-	738
Baixa e transferência - outros ativos	(9.335)	-	(9.335)
Saldo em 31/12/2020	902.657	168	902.825
Custo histórico	1.439.562	200	1.439.762
Amortização acumulada	(536.905)	(32)	(536.937)
Amortização	(61.788)	(121)	(61.909)
Transferência - ativo contratual	119.734	96	119.830
Transferência - ativo financeiro	15	-	15
Baixa e transferência - outros ativos	(6.014)	-	(6.014)
Saldo em 31/12/2021	954.604	143	954.748
Custo histórico	1.526.053	296	1.526.350
Amortização acumulada	(571.449)	(153)	(571.602)

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização”.

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para financiamento das obras são capitalizados, durante a fase de construção, para os ativos qualificáveis. No exercício de 2021 foram capitalizados R\$ 1.669 (R\$ 2.077 em 2020) a uma taxa média de 8,09% a.a. em janeiro e fevereiro de 2021 e 7,02% a.a. a partir de março de 2021 (8,09% a.a. em 2020) (nota 27).

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Para todos os exercícios apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros.

Para os exercícios de 2021 e 2020, com base na avaliação mencionada de eventuais indicativos, não houve necessidade de provisão de recuperação.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(15) FORNECEDORES

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	47.353	14.316
Suprimento de energia elétrica	69.234	88.374
Encargos de uso da rede elétrica	20.104	22.319
Materiais e serviços	31.968	31.837
Energia livre	1.863	1.785
Total	<u>170.522</u>	<u>158.631</u>
<u>Não circulante</u>		
Materiais e serviços	484	949
Total	<u>484</u>	<u>949</u>

(16) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pós Fixado							
IPCA	262.001	80.440	(20.109)	43.050	-	(12.711)	352.672
Total ao custo	262.001	80.440	(20.109)	43.050	-	(12.711)	352.672
Gastos com captação	(4.135)	-	-	453	-	-	(3.682)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	232.394	142.000	(60.899)	5.983	19.879	(6.265)	333.092
Euro	135.914	-	-	1.114	(1.481)	(1.114)	134.433
Marcação a mercado	(2.583)	-	-	(11.611)	-	-	(14.194)
Total ao valor justo	365.725	142.000	(60.899)	(4.514)	18.397	(7.379)	453.329
Total	623.591	222.440	(81.007)	38.989	18.397	(20.091)	802.319
Circulante	84.447						194.856
Não circulante	539.144						607.463

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	10.393	-	(10.369)	378	-	(403)	-
Pós Fixado							
TJLP	11.931	-	(11.891)	223	-	(263)	-
IPCA	152.123	115.000	(14.089)	18.550	-	(9.583)	262.001
Selic	2.792	-	(2.836)	76	-	(32)	-
CDI	20.210	-	(20.500)	352	-	(62)	-
Cesta de moedas	1.694	-	(1.796)	122	-	(19)	-
Total ao custo	199.142	115.000	(61.481)	19.700	-	(10.362)	262.001
Gastos com captação	(3.320)	(1.242)	-	427	-	-	(4.135)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	91.514	108.000	(18.825)	6.086	50.570	(4.950)	232.394
Euro	95.989	-	-	1.047	39.905	(1.027)	135.914
Marcação a mercado	(1.153)	-	-	(1.429)	-	-	(2.583)
Total ao valor justo	186.350	108.000	(18.825)	5.704	90.475	(5.978)	365.725
Total	382.172	221.758	(80.305)	25.831	90.475	(16.340)	623.591
Circulante	59.933						84.447
Não Circulante	322.239						539.144

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2021	31/12/2020	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo					
Moeda nacional					
Pós Fixado					
IPCA					
Empréstimos Bancários	IPCA + 4,27 a 4,80%	(a) 352.672	262.001	2020 a 2040	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
		<u>352.672</u>	<u>262.001</u>		
Total moeda nacional		<u>352.672</u>	<u>262.001</u>		
Gastos com captação		(3.682)	(4.135)		
Mensuradas ao valor justo					
Moeda estrangeira					
Dólar					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	US\$ + de 1,96% a 3,52%	333.092	232.394	2020 a 2025	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		<u>333.092</u>	<u>232.394</u>		
Euro					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	Euro + 0,82%	134.433	135.914	2022	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
		<u>134.433</u>	<u>135.914</u>		
Marcação a mercado		(14.194)	(2.583)		
Total moeda estrangeira		<u>453.329</u>	<u>365.725</u>		
Total		<u>802.319</u>	<u>623.591</u>		
Circulante		194.856	84.447		
Não circulante		607.463	539.144		

Os empréstimos bancários em moeda estrangeira possuem swap convertendo variação cambial para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31.

Taxa efetiva a.a.:

(a) De 60% a 110% do CDI

Em consonância com o CPC 48, os gastos com captação referem-se aos custos diretamente atribuíveis às dívidas e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente, reduzindo o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia, exceto pela variação no valor justo em função do risco de crédito que a depender das características das dívidas na época das contratações, pode ser registrada em outros resultados abrangentes ou no resultado do exercício.

Em 31 de dezembro de 2021 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 14.194 (R\$ 2.583 em 31 de dezembro de 2020), que compensados com as perdas obtidas não realizados com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos, de R\$ 10.884 (ganho não realizado de R\$ 3.428 em 31 de dezembro de 2020), contratados para proteção da variação cambial (nota 31.b), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 3.310 (R\$ 6.011 em 31 de dezembro de 2020).

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante, têm vencimentos assim programados:

Ano de vencimento

2023	74.061
2024	80.418
2025	80.418
2026	184.418
2027	33.479
2028 a 2032	73.672
2033 a 2037	63.258
2038 a 2040	29.458
Subtotal	619.182
Marcação a mercado	(11.719)
Total	607.463

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Variação acumulada %		% da dívida	
	2021	2020	31/12/2021	31/12/2020
IPCA	10,06	4,52	43,50	41,35
CDI	4,40	2,78	56,50	58,65
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Modalidade	Total aprovado	Montantes liberados		Pagamento de juros	Amortização de Principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro	Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
		em 2021							
Moeda nacional									
Mensuradas ao custo									
Empréstimos Bancários (IPCA - BNDES)	244.385	80.440		Trimestral Até 07/2023	Mensal Após 07/2023	Investimento	IPCA + 4,27%	IPCA + 4,34%	Não se aplica
Moeda Estrangeira									
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	142.000	142.000		Semestral	Parcela única em Setembro de 2026	Capital de Giro	USD + 1,853%	USD + 1,853%	CDI+1,29%
	<u>386.385</u>	<u>222.440</u>							

Condições restritivas:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia"). Ainda, o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(17) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2020	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
Mensuradas ao custo				
Pós fixado				
CDI	190.334	8.837	(7.558)	191.613
Total ao custo	190.334	8.837	(7.558)	191.613
Gastos com captação	(203)	59	-	(143)
Total	190.131	8.896	(7.558)	191.470
Circulante	334			1.613
Não circulante	189.797			189.857

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
Mensuradas ao custo				
Pós fixado				
CDI	190.804	5.601	(6.071)	190.334
Total ao custo	190.804	5.601	(6.071)	190.334
Gastos com captação	(262)	59	-	(203)
Total	190.542	5.660	(6.071)	190.131
Circulante	804			334
Não circulante	189.738			189.797

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais		31/12/2021	31/12/2020	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	107% do CDI	(a)	191.613	190.334	2024	Fiança da CPFL Energia
Total mensuradas ao custo			191.613	190.334		
Gastos com captação			(143)	(203)		
Total			191.470	190.131		
Circulante			1.613	334		
Não circulante			189.857	189.797		
Taxa efetiva a.a.:						
(a) 107,84% do CDI						

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures.

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

<u>Ano de vencimento</u>	
2023	94.928
2024	94.928
Total	189.857

Condições restritivas:

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(18) TAXAS REGULAMENTARES

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	156	138
Conta de desenvolvimento energético - CDE	2.011	-
Bandeiras tarifárias e outros	23.044	3.875
Total	<u>25.211</u>	<u>4.013</u>

Bandeiras tarifárias e outros – O saldo de 31 de dezembro de 2021 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha - escassez hídrica) faturada em dezembro de 2021 e ainda não homologada. O saldo de 31 de dezembro de 2020 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha - patamar 2) faturada em dezembro de 2020 e homologada pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2021.

(19) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	1.303	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	1.091	-
Imposto de renda e contribuição social a recolher	<u>2.394</u>	<u>-</u>
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	33.563	25.241
Programa de integração social - PIS	774	-
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.660	-
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	1.008	3.389
Outros	1.832	1.846
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>40.837</u>	<u>30.476</u>
Total Circulante	<u>43.231</u>	<u>30.476</u>
<u>Não circulante</u>		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	5.466	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	733	-
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	<u>6.199</u>	<u>-</u>
Total Não circulante	<u>6.199</u>	<u>-</u>

A Companhia possui alguns tratamentos incertos de tributos sobre o lucro para os quais a Administração concluiu que é mais provável que sejam aceitos pela autoridade fiscal do que não, cujo efeito de potenciais contingências estão divulgados na nota 20 - Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais.

(20) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	31/12/2021		31/12/2020	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	14.719	3.546	13.024	3.666
Cíveis	612	245	460	275
Fiscais	14.388	18.745	9.387	18.322
Outros	494	-	451	-
Total	30.213	22.536	23.322	22.262

A movimentação das provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Reclassificação	Saldo em 31/12/2021
Trabalhistas	13.024	1.678	(1.007)	(367)	1.390	-	14.719
Cíveis	460	2.413	(299)	(2.072)	109	-	612
Fiscais	9.387	3.852	(9)	(20)	1.181	(2)	14.388
Outros	451	-	-	-	43	-	494
Total	23.322	7.943	(1.315)	(2.459)	2.724	(2)	30.213

As provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- Trabalhistas:** as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).
- Cíveis:** as principais causas cíveis relacionam-se a danos pessoais, como pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
- Fiscais:** refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo CPMF, PIS e COFINS.
- Outros:** refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis:

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2021 e 2020 estavam assim representadas:

	31/12/2021	31/12/2020	Principais causas
Trabalhistas	10.377	26.504	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	18.431	14.698	Ações indenizatórias, danos elétricos, revisão de contratos e ações possessórias
Fiscais	149.137	149.425	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - Outros	50.082	51.116	INSS, ICMS, FINSOCIAL, PIS e COFINS
Regulatório	464	664	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	228.492	242.407	

Em relação às contingências trabalhistas o Supremo Tribunal Federal reafirmou em dezembro a aplicação do IPCA-E para os débitos na fase pré-processual e a SELIC para após o ajuizamento das ações, mantendo modulação dos efeitos da decisão, conforme andamento processual, respaldando os pagamentos já realizados com a atualização pela TR. A Administração da Companhia esclarece que realiza a liquidação individualizada dos casos trabalhistas, nos termos das respectivas decisões e não identificou em análise preliminar alteração material. Assim, a Companhia permanece acompanhando a aplicação das decisões do STF aos seus casos até que sobrevenha solução legislativa para alteração da TR.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

(21) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Consumidores e concessionárias	7.265	6.087	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	11.437	11.627	429	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	10.655	9.963	252	301
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	3.175	1.623	-	-
Fundo de reversão	180	185	2.840	3.025
Adiantamentos	10.920	6.611	577	783
Descontos tarifários - CDE	3.578	14.961	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	346	-	-
Folha de pagamento	566	515	-	-
Participação nos lucros	2.888	3.218	564	491
Convênios de arrecadação	3.854	3.823	-	-
Outros	1.377	1.708	19	18
Total	56.241	60.667	4.682	4.617

(*) EPE - Empresa de Pesquisa Energética, FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

Consumidores e concessionárias: referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos.

Programas de eficiência energética – PEE e Pesquisa e desenvolvimento – P&D: a Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente, a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os Programas de P&D e Eficiência Energética, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária. Os recolhimentos à CDE são realizados no dia 10 de cada mês, sendo que o primeiro recolhimento foi realizado no mês de abril de 2021.

Fundo de reversão: refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/1957), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/2017 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

Adiantamentos: referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços e adiantamento relativo ao aluguel de postes.

Descontos tarifários – CDE: refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

Participação nos lucros: em conformidade com o acordo coletivo de trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

Convênios de arrecadação: referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

(22) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e 2020 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	359.058.396	359.058.396	100,00
Total	359.058.396	359.058.396	100,00

22.1 Gestão do capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2021, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,45 vezes o EBITDA em 2021 (3,09 vezes em 2020), no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, maior do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

22.2 - Dividendos e Juros sobre o capital próprio (“JCP”)

Na AGO de 29 de abril de 2021 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2020, através de (i) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 22.595 declarado em dezembro de 2020, e (ii) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 3.337.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2021:

- Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 16.181 (R\$ 13.753 líquido de IRRF), os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, aprovado em AGE de 26 de agosto de 2021;
- Dividendo intermediário no montante de R\$ 80.498, os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, utilizando-se da Reserva Estatutária de Reforço de Capital de Giro, aprovado em AGE de 7 de outubro de 2021;
- Dividendo intermediário no montante de R\$ 80.000, os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, aprovado em AGE de 14 e 20 de dezembro de 2021;

- Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 6.722 (R\$ 5.714 líquido de IRRF), os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, aprovado em AGE de 31 de dezembro de 2021;
- Dividendo adicional proposto no montante de R\$ 64.494, que será deliberado na Assembleia geral ordinária em abril de 2022.

No exercício de 2021, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 196.794 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

22.3 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 196.780, que compreende: i) Reserva legal de R\$ 34.083; e ii) Reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 162.697.

22.4 Resultado abrangente acumulado

É composto por efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, com saldo credor de R\$ 177 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48.

22.5 Destinação do lucro líquido do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	2021
Lucro líquido do exercício	87.389
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	8
Lucro líquido base para destinação	87.397
Juros sobre capital próprio	(22.903)
Dividendo Adicional Proposto	(64.494)

(23) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico

O cálculo do lucro por ação básico em 31 de dezembro de 2021 e 2020 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	2021	2020
Numerador		
Lucro líquido atribuído aos acionistas controladores	87.389	90.427
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	359.058.396	359.058.396
Lucro líquido básico e diluído por lote de mil ações ordinárias - R\$	243,38	251,84

Nos exercícios de 2021 e 2020 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ações que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

(24) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	431.718	419.006	889	870	710.520	600.725
Industrial	3.062	3.175	237	279	171.637	164.235
Comercial	23.044	23.578	286	297	226.133	198.904
Rural	24.079	24.450	311	322	179.217	144.980
Poderes públicos	4.145	4.056	55	50	41.761	33.209
Iluminação pública	533	508	125	128	61.442	49.631
Serviço público	726	717	113	110	74.745	58.379
Fornecimento faturado	487.307	475.490	2.016	2.056	1.465.456	1.250.062
Consumo próprio	110	117	2	2	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	16.483	8.905
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(704.086)	(671.820)
Fornecimento de energia elétrica	487.417	475.607	2.017	2.059	777.853	587.147
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			173	179	61.657	59.008
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(19.286)	(16.817)
Energia elétrica de curto prazo			62	144	9.819	25.803
Suprimento de energia elétrica			235	323	52.190	67.994
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					723.372	688.637
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					216.210	154.535
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(2.602)	(1.729)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					169.779	213.228
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					164.073	30.032
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					16.500	2.543
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários e descontos tarifários – liminares					94.199	88.807
Outras receitas e rendas					29.252	21.380
Outras receitas operacionais					1.410.783	1.197.433
Total da receita operacional bruta					2.240.826	1.852.574
Deduções da receita operacional						
ICMS					(293.078)	(245.876)
PIS					(34.729)	(22.925)
COFINS					(159.956)	(105.598)
ISS					(4)	(4)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(176.667)	(154.310)
Programa de P & D e eficiência energética					(13.373)	(10.924)
PROINFA					(8.237)	(6.005)
Bandeiras tarifárias e outros					(22.337)	5.078
Outros					(3.333)	(1.653)
Receita operacional líquida					1.529.111	1.310.358

24.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET. Os valores constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais entre setembro de 2015 e fevereiro de 2017 somente serão amortizados quando da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em função da renovação da concessão em 2015, os valores constituídos a partir de março de 2017 passaram a ser amortizados conforme os demais itens da tarifa da conta de ativos e passivos financeiros setoriais, ou seja, no momento da homologação do RTA, conforme orientação do Ofício Circular nº 112/2017-SFF/ANEEL e do submódulo 2.1 A Procedimentos gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo

requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADÉE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) passivos financeiros setoriais e (ii) obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas e apresentadas líquido no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25.

24.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”)

Em 16 de março de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.837, que fixou a revisão tarifária periódica da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2021, em 17,19%, sendo 16,98% referentes ao reajuste tarifário econômico e 0,21% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é 9,95%.

Em 17 de março de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.668, relativo ao resultado da RTA de 2020, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2020, em +10,71%, sendo +3,20% referentes ao reajuste tarifário econômico e +7,51% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de +0,20.

24.3 Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2021, foi registrada receita de R\$ 94.199 (R\$ 88.807 em 2020), sendo (i) R\$ 10.996 (R\$ 13.187 em 2020) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 76.882 (R\$ 71.697 em 2020) referentes a outros descontos tarifários e (iii) R\$ 6.321 de subvenção CCRBT (R\$ 3.923 em 2020).

24.4 Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.814, de 01 de dezembro de 2020 e REH nº 2.833, de 17 de fevereiro de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, relativas à competência de janeiro e fevereiro de 2021, respectivamente.

A REH nº 2.834, de 02 de março de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, com vigência a partir da competência de março de 2021 até a aprovação do orçamento anual da CDE 2021 e respectivas quotas anuais.

A REH nº 2.864, de 05 de maio de 2021, efetuou a homologação definitiva das quotas de 2021.

Criada por meio da REN nº 885, de 23 de junho de 2020, a Conta-Covid teve suas quotas homologadas por meio do despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, posteriormente retificadas por meio do despacho nº 939 de 05 de abril de 2021, os valores são pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário da distribuidora.

(25) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2021	2020	2021	2020
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	515	528	182.366	184.103
PROINFA	52	55	17.440	14.341
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	2.096	2.170	523.231	398.558
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(66.229)	(54.844)
Subtotal	2.663	2.753	656.808	542.158
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			193.787	183.754
Encargos de transporte de itaipu			14.849	15.427
Encargos de conexão			9.019	8.046
Encargos de uso do sistema de distribuição			12.275	6.338
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			105.723	6.315
Encargos de energia de reserva - EER			8.523	12.255
Crédito de PIS e COFINS			(31.834)	(21.470)
Subtotal			312.342	210.664
Total			969.150	752.822

(*) Conta de energia de reserva

O aumento no ESS líquido do repasse do CONER representa principalmente o aumento expressivo no custo com segurança energética para fazer frente ao cenário energético desfavorável em 2021.

(26) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Despesas operacionais											
	Custo de operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Vendas		Gerais e administrativas		Outros		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Pessoal	41.522	37.147	-	-	5.896	5.238	10.537	12.450	-	-	57.954	54.835
Material	12.789	11.923	71	54	63	65	550	349	-	-	13.473	12.392
Serviços de terceiros	17.877	18.665	128	166	13.073	13.741	19.912	19.887	-	-	50.991	52.459
Custos com construção da infraestrutura	-	-	169.779	213.228	-	-	-	-	-	-	169.779	213.228
Outros	187	269	-	-	5.243	5.652	7.586	11.452	6.860	9.846	19.875	27.219
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	5.003	5.105	-	-	-	-	5.003	5.105
Arrendamentos e aluguéis	-	-	-	-	-	-	734	729	-	-	734	729
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	785	718	-	-	785	718
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	-	-	5.198	8.536	-	-	5.198	8.536
Doações, contribuições e subvenções	-	-	-	-	-	-	142	365	-	-	142	365
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	6.532	9.494	6.532	9.494
Outros	187	269	-	-	239	547	727	1.104	328	352	1.481	2.272
Total	72.376	68.004	169.978	213.447	24.275	24.697	38.584	44.139	6.860	9.846	312.073	360.133

(27) RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	6.651	4.445
Acréscimos e multas moratórias	16.384	14.298
Atualização de créditos fiscais	5.639	3.572
Atualização de depósitos judiciais	522	389
Atualizações monetárias e cambiais	11.296	11.990
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	694	929
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	7.035	489
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(2.581)	(1.759)
Outros	2.832	1.792
Total	48.471	36.147
Despesas		
Encargos de dívidas	(30.394)	(24.880)
Atualizações monetárias e cambiais	(40.685)	(13.959)
(-) Juros capitalizados	1.669	2.077
Outros	(14.940)	(3.923)
Total	(84.350)	(40.684)
Resultado financeiro	(35.879)	(4.538)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. em janeiro e fevereiro e 7,02% a.a. a partir de março de 2021 (8,09% a.a. em 2020) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 3.670 (ganho de R\$ 94.107 em 2020) (nota 31).

(28) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2021, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.

Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A..

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

a) Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviços: Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.

b) Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos: A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de

longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avalia as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2021, conforme requerido pelo CPC 05 (R1) – Partes Relacionadas foi de R\$ 1.143 (R\$ 2.090 em 2020). Este valor é composto por R\$ 917 (R\$ 1.774 em 2020) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 9 (R\$ 53 em 2020) de benefícios pós-emprego e R\$ 217 (R\$ 263 em 2020) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China), referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia:

Empresas	Despesa/custo	
	2021	2020
Encargos - Rede básica		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	17.572	15.055

Transações envolvendo entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto da CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	142	213	622	576	-	-	5.552	5.320
Companhia Piratininga de Força e Luz	86	117	499	426	-	-	4.490	3.988
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	81	128	88	55	-	-	(362)	(542)
CPFL Energia S.A.	1	1	-	-	-	-	(21)	(12)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	1	-	12	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(5)	(15)
Arrendamento e aluguel								
CLICON Comercialização de Energia Elétrica Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
CPFL Planalto Ltda.	-	-	-	-	2	2	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	147	119
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	-	1	-	-
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	269	129	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	49	80	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	5.714	22.543	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	77	-	-	-	17	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	40.956	191	6.738	4.454	-	-	11.130	13.231
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	19	182	250	-	-	2.888	2.735
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	99	106	-	-	1.286	1.223
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	2	-	-	12	12	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	1.237	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	54	54	-	-	(1)	(1)
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	73	64	-	-	847	781
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	150	134	-	-	1.791	1.650
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	31	-	187	142	-	-	2.156	1.851
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	98	1.339	-	31
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	2.792	2.513	-	-	31.810	31.721
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	157	126	-	-	1.739	503
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	1	-	109	-	-
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	5	6	-	-	75	72
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	22	20	-	-	250	239
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	36	33	-	-	312	299
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	126	82	1.506	-	1.754	1.599
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	7	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	8	20	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	12	10
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	13	11
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T	-	-	141	-	-	-	428	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	133	365

(*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados como Ativo contratual da Companhia o montante de R\$ 40.814 no exercício de 2021 (R\$ 42.705 em 2020), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(29) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos nomeados	127.000	127.000
Transporte	Transporte nacional	44.251	54.138
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	35.000	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	47.653	42.898
Garantia	Seguro Garantia	73.870	65.439
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000	150.000
Total		477.774	474.475

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do rateio.

(30) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO (*Data Protection Officer*), bem como as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Deliberar sobre as propostas de indicadores de risco e as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites.
- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Observar as responsabilidades previstas no Regimento Interno do Conselho de Administração.
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos
- Tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos. Adicionalmente, orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras aos quais a Companhia está exposta, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva cabe:

- Recomendar indicadores de risco e metodologias de limite ou limites de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Observar os limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação;
- Recomendar alterações no Mapa Corporativo de Riscos ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Avaliar, pelo menos anualmente, a eficácia desta Política e dos sistemas de gerenciamento de riscos e de controles internos, bem como do programa de integridade/conformidade (*compliance*) e prestar contas ao conselho de administração sobre essa avaliação;
- Submeter ao Conselho de Administração da CPFL Energia assuntos que julgar pertinentes para o efetivo monitoramento dos riscos corporativos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO é responsável pela (i) coordenação do processo de gestão de riscos da Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta, (ii) monitoramento periódico das exposições aos riscos e acompanhamento da implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios, (iii) acompanhamento e reporte dos status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, e (iv) avaliação do ambiente de controles internos da Companhia e interação com os respectivos Gestores dos Negócios, buscando a definição de planos de ação no caso de deficiências identificadas.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 31. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 31.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2021 se observou uma sequência de hidrologia desfavorável, sendo a pior do histórico para o período de abril a setembro, o que acarretou uma série de ações mitigatórias, pelo governo, quanto ao risco de suprimento.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de *software* Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(31) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2021	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	91.005	91.005
Derivativos	31	(a)	Nível 2	70.521	70.521
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	105.401	105.401
Total				266.927	266.927
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	348.990	348.990
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	453.329	453.329
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	191.470	189.631
Derivativos	31	(a)	Nível 2	247	247
Total				994.034	992.197

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo.

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho R\$ 11.611 em 2021 (R\$ 1.430 em 2020)

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1).

Legenda

Categoria / Mensuração:

- (a) - Valor justo contra o resultado
(b) - Mensurados ao custo amortizado

A classificação dos instrumentos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pela Companhia para cada instrumento.

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias, (ii) contas a receber - CDE, (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados, (iv) serviços prestados a terceiros, (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE, (vii) passivo financeiro setorial e (viii) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2021 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B-global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de uma, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros, sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 16). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / Indexador dívida	Moeda / Indexador swap	Faixa de vencimento	Nominal	
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	40.418	(247)	40.171	49.191	(9.019)	US\$ + de 1,85% a 3,06%	104,6% do CDI ou CDI + 0,8% a CDI + 1,29%	mar/22 a set/26	278.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	30.103	-	30.103	31.968	(1.865)	EUR + 0,82%	102,6% do CDI	mar/22	102.000
Total	70.521	(247)	70.275	81.159	(10.884)				
Circulante	41.070	-							
Não circulante	29.451	247	70.275						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 16 e 17.

⁽¹⁾ Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nominal refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2021
Para dívidas designadas a valor justo	84.123	11.502	(14.467)	81.159
Marcação a mercado (*)	3.428	(14.312)	-	(10.884)
Total	87.551	(2.810)	(14.467)	70.274
Ativo circulante	18.895			41.070
Ativo não circulante	68.656			29.451
Passivo não circulante	-			(247)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2021 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo.

	Saldo em 31/12/2019	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2020
Para dívidas designadas a valor justo	(3.062)	90.590	(3.404)	84.123
Marcação a mercado (*)	960	2.468	-	3.428
Total	(2.101)	93.057	(3.404)	87.551
Ativo circulante	-			18.895
Ativo não circulante	4.558			68.656
Passivo circulante	(622)			-
Passivo não circulante	(4.037)			-

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2020 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo.

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 16).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2021 e 2020, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de receita e despesa financeira com

atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2021	2020	2021	2020
	Variação cambial	11.502	90.590	-
Marcação a mercado	(15.172)	3.517	860	(1.050)
Total	(3.670)	94.107	860	(1.050)

c) Ativos financeiros da concessão

Em função da Companhia ter classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3. A movimentação e respectivos ganhos (perdas) no resultado do exercício em 2021 de R\$ 16.502 (R\$ 2.550 em 2020), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas na nota 11 e 24.

d) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como taxas de câmbio e taxas de juros, que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

e) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

e.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2021 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(320.919)		(33.768)	54.904	143.575
Derivativos - swap plain vanilla	333.113		35.052	(56.989)	(149.030)
	12.193	baixa dolar	1.284	(2.085)	(5.455)
Instrumentos financeiros passivos	(132.410)		(15.339)	21.599	58.536
Derivativos - swap plain vanilla	132.626		15.364	(21.634)	(58.631)
	215	baixa euro	25	(35)	(95)
Total	12.408		1.309	(2.120)	(5.550)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			40	(58)	(156)
Efeitos no resultado do exercício			1.269	(2.062)	(5.394)

(a) A taxa de cambio considerada em 31.12.2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar e R\$ 6,33 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de cambio considerada de R\$ 6,17 e R\$ 7,06 e a depreciação cambial de 10,52% e 11,58%, do dólar e do euro respectivamente em 31.12.2021.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM n° 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil Bolsa, Balcão.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro ser um ativo, o risco é a baixa do dólar e do euro, portanto o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

e.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2021 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	taxa no período	taxa Cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	83.805				10.216	12.770	15.324
Instrumentos financeiros passivos	(191.613)				(23.358)	(29.197)	(35.036)
Derivativos - swap plain vanilla	(395.464)				(48.207)	(60.259)	(72.311)
	(503.271)	alta CDI	4,40%	12,19%	(61.349)	(76.686)	(92.023)
Instrumentos financeiros passivos	(352.672)				(19.044)	(23.805)	(28.566)
Ativo financeiro da concessão	105.401				5.692	7.115	8.537
	(247.270)	alta IPCA	10,06%	5,40%	(13.352)	(16.690)	(20.029)
Ativos e passivos financeiros setoriais	171.624				20.921	15.691	10.460
	171.624	baixa SELIC	4,40%	12,19%	20.921	15.691	10.460
Total	(578.917)				(53.780)	(77.685)	(101.592)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					(10)	(13)	(15)
Efeitos no resultado do exercício					(53.770)	(77.672)	(101.577)

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

f) Risco de crédito

Risco de crédito é o de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 7 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Contas a receber e ativos de contrato - Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios, como segue:

Classe	Dias	Período
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra contábil descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, além dos efeitos da pandemia causada pelo COVID 19 e que estão considerados em nossa metodologia de cálculo, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA-.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros.

Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- e B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys, Fitch, e em caso de mais de uma, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 31b).

A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

g) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os

vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2021, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2021	Nota Explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	15	169.571	951	-	484	-	-	171.006
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	2.305	240.876	36.979	227.856	295.115	339.493	1.142.624
Derivativos	31	-	-	-	-	247	-	247
Debêntures - principal e encargos	17	-	-	19.775	208.069	-	-	227.843
Taxas regulamentares	18	25.211	-	-	-	-	-	25.211
Outros	21	745	10.702	3.027	369	369	2.102	17.313
Consumidores e concessionárias		729	6.536	-	-	-	-	7.265
EPE / FNDCT / PROCEL		-	282	2.893	-	-	-	3.175
Convênio de arrecadação		-	3.854	-	-	-	-	3.854
Fundo de reversão		15	31	134	369	369	2.102	3.020
Total		197.832	252.529	59.780	436.778	295.731	341.595	1.584.245

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações financeiras, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.1.

(32) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2021, um valor de R\$ 1.669 (R\$ 2.077 em 2020) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 27).

(33) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2021	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 23 anos	412.887	764.755	685.540	7.751.248	9.614.431
Compra de energia de Itaipu	Até 23 anos	162.900	328.343	300.238	3.352.551	4.144.032
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 23 anos	214.642	544.469	606.065	8.261.525	9.626.700
Projetos de construção de subestação	Até 3 anos	7.329	9.103	-	-	16.433
Total		797.758	1.646.671	1.591.843	19.365.324	23.401.596

(34) EVENTO SUBSEQUENTE

Empréstimo e financiamentos:

Em 10 de fevereiro de 2022, houve a liberação de R\$ 48.945, referente financiamento junto ao BNDES aprovado em abril de 2020, no montante de R\$ 244.385, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, com taxa de juros IPCA + 4,27% a.a. e pagamento de juros trimestrais na fase de carência até junho de 2023, e mensais na fase de amortização, até abril de 2040, visando financiar os investimentos em redes elétricas previstos para os anos de 2020, 2021 e 2022. Não há mais saldo remanescente no contrato.

Em 11 de março de 2022, houve a liberação referente financiamento Lei 4.311, no montante de R\$ 89.000, com taxa de juros CDI + 1,22%, pagamento de juros semestrais e amortização em março de 2025, para reforço de capital de giro.

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO

Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor de Assuntos Regulatórios

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO

Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE

Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO

Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217.200/O-6

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros e Acionistas da Companhia Jaguari de Energia *Jaguariúna - SP*

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Jaguari de Energia (Companhia) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da Companhia Jaguari de Energia em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Reconhecimento de receita de energia distribuída, mas não faturada

Veja as notas explicativas 3.8 e 24 das demonstrações financeiras

Principal assunto de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
<p>A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que, em alguns casos, superam o período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.</p> <p>Devido à complexidade dos dados usados na determinação da estimativa do reconhecimento da receita não faturada que pode impactar o valor das receitas nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvermos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Analizamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.</p> <p>Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida pela multiplicação desta carga pelas tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades.</p> <p>Adicionalmente, testamos a integridade e exatidão dos dados utilizados no referido cálculo e efetuamos teste de valorização por meio do confronto dos valores reconhecidos de receita com as expectativas independentes geradas a partir de nossos testes de auditoria.</p> <p>Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as normas aplicáveis.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento da receita de energia distribuída, mas não faturada, no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021.</p>

Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer

forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos

que identificamos durante nossos trabalhos.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Campinas, 16 de março de 2022

KPMG Auditores Independentes Ltda.

CRC 2SP027612/O-4



Fábio Antonio

Contador CRC 1SP255184/O-6

Demonstrações Contábeis Regulatória

Companhia Jaguari de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Balancos Patrimoniais em
31 de dezembro de 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
Ativo			
Ativo Circulante		843.912	578.379
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	91.005	135.653
Consumidores	6	215.326	165.250
Concessionárias e Permissionárias	6	19.122	7.930
Serviços em Curso		17.027	15.435
Tributos Compensáveis	7	18.200	14.457
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	80.415	-
Depósitos Judiciais e Cauções	17	-	54
Almoxarifado Operacional		2.944	2.684
Investimentos Temporários	8	2.303	100.013
Ativos Financeiros Setoriais	9	307.540	96.730
Despesas Pagas Antecipadamente		4.244	2.817
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	41.070	18.895
Outros Ativos Circulantes	11	44.717	18.460
Ativo Não Circulante		1.939.412	1.525.205
Consumidores	6	15.255	10.182
Tributos Compensáveis	7	19.381	18.636
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	168.518	150.632
Depósitos Judiciais e Cauções	17	22.536	22.262
Ativos Financeiros Setoriais	9	79.091	20.320
Despesas Pagas Antecipadamente		71	133
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	29.451	68.656
Outros Ativos Não Circulantes	11	13	13
Imobilizado	12	1.569.582	1.208.424
Intangível	12	35.514	25.947
Total do Ativo		2.783.324	2.103.583

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Balancos Patrimoniais em
31 de dezembro de 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2021	31/12/2020
Passivo			
Passivo Circulante		746.568	454.599
Fornecedores	13	170.522	158.631
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	196.469	84.781
Obrigações Sociais e Trabalhistas		8.464	8.336
Tributos	16	43.231	30.476
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	25	5.714	22.543
Encargos Setoriais	15	50.478	27.226
Passivos Financeiros Setoriais	9	167.085	68.733
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	58.606	20.151
Outros Passivos Circulantes	18	45.998	33.721
Passivo Não Circulante		1.440.448	1.102.786
Fornecedores	13	484	949
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	14	797.320	728.941
Provisão para Litígios	17	36.412	23.322
Encargos Setoriais	15	681	301
Tributos Diferidos	10	111.222	39.814
Passivos Financeiros Setoriais	9	47.922	27.560
Instrumentos Financeiros Derivativos	28	247	-
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	248.934	114.484
Outros Passivos Não Circulantes	18	4.001	4.316
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	19	193.226	163.099
Total do Passivo		2.187.017	1.557.385
Patrimônio Líquido	20		
Capital Social		170.413	170.413
Reservas de Capital		6.080	6.088
Outros Resultados Abrangentes		208.705	55.657
Reservas de Lucros		135.926	296.423
Lucros ou prejuízos Acumulados		10.689	17.617
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		64.494	-
Total do Patrimônio Líquido		596.307	546.198
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		2.783.324	2.103.583

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Demonstrações dos Resultados para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2021	2020
Receita	21	2.029.148	1.618.215
Fornecimento de Energia Elétrica		759.374	587.147
Suprimento de Energia Elétrica		42.371	42.191
Energia Elétrica de Curto Prazo		9.819	25.803
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		939.582	843.171
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		164.073	30.032
Serviços Cobráveis		1.251	1.064
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		112.678	88.807
Tributos		(487.752)	(374.402)
ICMS		(293.079)	(245.876)
PIS-PASEP		(34.728)	(22.925)
COFINS		(159.941)	(105.598)
ISS		(4)	(4)
Encargos - Parcela "A"		(222.452)	(167.814)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(6.687)	(5.462)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(6.687)	(5.462)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(176.667)	(154.310)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(1.838)	(1.653)
Outros Encargos		(30.574)	(927)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		1.318.944	1.075.999
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	22	(966.511)	(748.785)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(654.169)	(538.121)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(312.342)	(210.664)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		352.432	327.214
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(217.286)	(189.356)
Pessoal e Administradores	23	(57.812)	(54.835)
Material		(13.473)	(12.392)
Serviços de Terceiros		(50.991)	(52.459)
Arrendamento e Aluguéis		(734)	(729)
Seguros		(318)	(328)
Doações, Contribuições e Subvenções		(142)	(365)
Provisões		(13.492)	(7.740)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(6.231)	(5.196)
(-) Recuperação de Despesas		2.305	1.437
Tributos		(539)	(528)
Depreciação e Amortização		(80.471)	(55.223)
Depreciação		(75.445)	(50.892)
Amortização		(5.026)	(4.330)
Gastos Diversos		(13.111)	(12.244)
Outras Receitas Operacionais		29.859	25.547
Outras Despesas Operacionais		(12.137)	(14.301)
Resultado da Atividade		135.146	137.858
Resultado Financeiro	24	(34.155)	(8.830)
Receitas Financeiras		64.470	131.276
Despesas Financeiras		(98.625)	(140.106)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		100.991	129.028
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(41.487)	(39.104)
Resultado Líquido do Exercício		59.503	89.924
Atribuível aos Acionistas Controladores		59.503	89.924

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Resultado Líquido do Exercício	59.503	89.924
Outros Resultados Abrangentes		
Constituição de reserva de reavaliação, líquida dos impostos	174.006	(13.349)
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>233.509</u>	<u>76.575</u>
Atribuível aos Acionistas Controladores	233.509	76.575

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Demonstrações dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2021 e 2020

(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	59.503	89.924
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	5.026	4.330
Depreciação	75.445	50.892
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	11.091	10.115
Imposto de renda e Contribuição social	41.487	39.104
Juros e variações monetárias	66.070	28.609
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	6.231	5.196
Provisões para litígios	8.151	7.740
	273.004	235.911
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(72.529)	(4.775)
Depósitos vinculados a litígios	249	179
Tributos compensáveis	54.208	21.949
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(5.060)	4.313
Ativos financeiros setoriais	(257.088)	56.193
Outros ativos operacionais	(3.561)	(11.712)
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	21.198	(6.226)
Fornecedores	11.426	29.011
Passivos financeiros setoriais	93.014	(24.980)
Salários e encargos sociais	459	234
Tributos e contribuição social	7.699	(6.059)
Provisões para litígios pagos	(2.459)	(6.516)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(11.383)	14.157
Outros passivos operacionais	40.673	15.104
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	149.851	316.783
Encargos de dívidas pagos	(27.649)	(22.411)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(57.321)	(10.965)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	64.881	283.407
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(182.046)	(235.275)
Participação financeira do consumidor	15.713	28.904
Títulos e valores mobiliários adquiridos	(5.741)	(100.013)
Títulos e valores mobiliários resgatados	103.438	-
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(68.635)	(306.384)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	222.440	221.758
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(81.007)	(80.305)
Liquidação de operações com derivativos	14.467	3.404
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(196.794)	(43.201)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	(40.894)	101.656
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	(44.648)	78.679
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	135.653	56.974
No fim do exercício	91.005	135.653

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Companhia Jaguarí de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais)

	Capital Social	Reservas de Capital	Outros Resultados Abrangentes	Reserva de lucros		Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
			Reserva de Reavaliação	Reserva legal	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
Saldo em 31 de Dezembro de 2019	170.413	6.099	73.383	33.828	198.090	-	13.743	495.556
Resultado abrangente total								
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	89.924	89.924
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(6.632)	-	-	-	6.632	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	2.255	-	-	-	(2.255)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(13.349)	-	-	-	-	(13.349)
Mutações internas do patrimônio líquido								
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(11)	-	-	-	-	11	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	255	-	-	(255)	-
Movimentação da reserva estatutária no exercício	-	-	-	-	64.251	-	(64.251)	-
Transações de capital com os acionistas								
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	(22.595)	(22.595)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	(3.337)	(3.337)
Saldo em 31 de Dezembro de 2020	170.413	6.088	55.657	34.082	262.341	-	17.617	546.198
Resultado abrangente total								
Resultado líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	59.503	59.503
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(31.754)	-	-	-	31.754	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização de reserva de reavaliação	-	-	10.796	-	-	-	(10.796)	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	174.006	-	-	-	-	174.006
Mutações internas do patrimônio líquido								
Realização da correção monetária especial - Lei nº 8.200/91	-	(8)	-	-	-	-	8	-
Transações de capital com os acionistas								
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	64.494	(64.494)	-
Juros sobre capital próprio proposto	-	-	-	-	-	-	(22.903)	(22.903)
Aprovação da proposta de dividendo intermediários AGE 07/10/2021, 14/12/2021 e 20/12/2021	-	-	-	-	(160.498)	-	-	(160.498)
Saldo em 31 de Dezembro de 2021	170.413	6.080	208.705	34.083	101.843	64.494	10.689	596.307

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Relatório da Administração Regulatório

Senhores Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2021, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da Companhia Jaguari de Energia ("CPFL Santa Cruz" ou "Companhia") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais – Em 2021, a CPFL Santa Cruz cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 487 mil clientes, em 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 2,0% em relação ao exercício de 2020. Destaca-se a classe Residencial, que registrou um crescimento de 2,1%, refletindo principalmente o incremento de unidades consumidoras em 2021, em relação a 2020, e temperaturas mais elevadas ao longo do ano. Já as classes Comercial e Industrial registraram reduções de 3,8% e 15,2%, respectivamente, refletindo os impactos trazidos pela restrição de atividades devido à pandemia da covid-19, além de um calendário com menos dias de faturamento, o efeito da movimentação de clientes para o mercado livre e o impacto causado pelo crescimento da geração distribuída na área de concessão.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

Perfil – A CPFL Santa Cruz distribui energia elétrica para aproximadamente 1,1 milhão de pessoas, numa área que abrange 45 municípios, sendo 39 localizados no Estado de São Paulo, 3 em Minas Gerais e 3 no Paraná. Atende atualmente 487 mil consumidores cativos e 230 consumidores livres. Em 2021, a Concessionária distribuiu 2.188 GWh ao mercado cativo e 1.009 GWh ao mercado livre.

Ligação de consumidores – No ano de 2021, no mercado cativo foram 11.817 unidades consumidoras a mais que em 2020. As novas unidades consumidoras foram principalmente na classe residencial (12.712). Nas classes comercial e rural houve reduções de 534 e 371 unidades consumidoras, respectivamente, em relação à quantidade faturada de 2020.

Número de Consumidores					
Consumidores	2017 ¹	2018	2019	2020	2021
Residencial	388.349	398.931	408.272	419.006	431.718
Industrial	3.517	3.399	3.241	3.175	3.062
Comercial	25.608	24.838	24.266	23.578	23.044
Rural	24.308	24.533	24.647	24.450	24.079
Poderes Públicos	3.893	3.931	4.005	4.056	4.145
Iluminação Pública	500	508	492	508	533
Serviço Público	642	666	697	717	726
Total	446.817	456.806	465.620	475.490	487.307
Variação	1002,7%	2,2%	1,9%	4,1%	4,7%

1. Considerando as empresas agrupadas a partir de 2017.

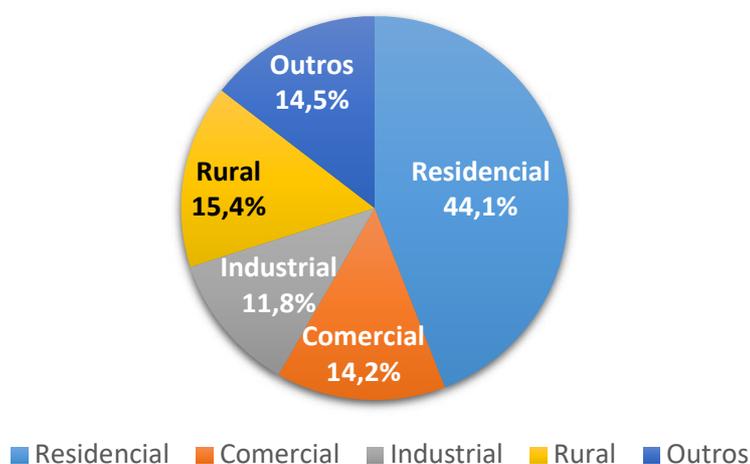
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da CPFL Santa Cruz, no período de janeiro a dezembro de 2021, totalizou 3.197 GWh, alta de 4,1%, sendo 2.188 GWh para o mercado cativo (2.236 GWh em 2020) e 1.009 GWh para o mercado livre (834 GWh em 2020).

Destaque para a migração de clientes para o mercado livre, que levou a um crescimento de 21,0% nessa linha. No mercado cativo a classe Poder Público apresentou desempenho positivo. A classe Industrial apresentou queda de 15,2%, refletindo principalmente os impactos da pandemia de covid-19 sobre a atividade econômica durante o ano de 2020.

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Mercado Atendido - GWh					
	2017	2018	2019	2020	2021
Energia Faturada	692	2.256	2.331	2.236	2.188
Fornecimento	672	2.114	2.163	2.057	2.015
Residencial	211	800	836	870	889
Comercial	103	331	345	297	286
Industrial	233	407	386	279	237
Rural	49	284	296	322	311
Poder Público	15	63	64	50	55
Iluminação Pública	30	119	126	128	125
Serviço Público	30	110	110	110	113
Suprimento p/ agentes de distribuição	20	141	168	179	173
Uso da Rede de Distribuição	251	623	732	834	1.009
Consumidores Livres/Dist./Ger.	251	623	732	834	1.009
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Total	942	2.879	3.064	3.070	3.197
Variação		205,4%	6,4%	0,2%	4,1%

Mercado Cativo atendido
Consumo por classe de consumidores -
2021



Perdas – O Plano de Perdas tem sido intensificado nos últimos anos, aumentando os investimentos nos projetos de blindagem, como Caixa Blindada e Conjunto de Medição, além da regularização de consumidores Clandestinos com redes diferenciadas e robustas.

Além disto, a CPFL Santa Cruz, têm focado na melhoria da qualidade operacional, aprimorando os critérios de seleção dos alvos de inspeção (aumentando a assertividade das seleções), além de executar as inspeções com equipamentos mais precisos, como *fiber scope* e ADR. Entre os anos de 2020 e 2021, as perdas reais foram de 10,66% e 10,21%, respectivamente, considerando perdas na rede básica.

Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2020 e 2021, foram de 7,94% e 7,80%, respectivamente.

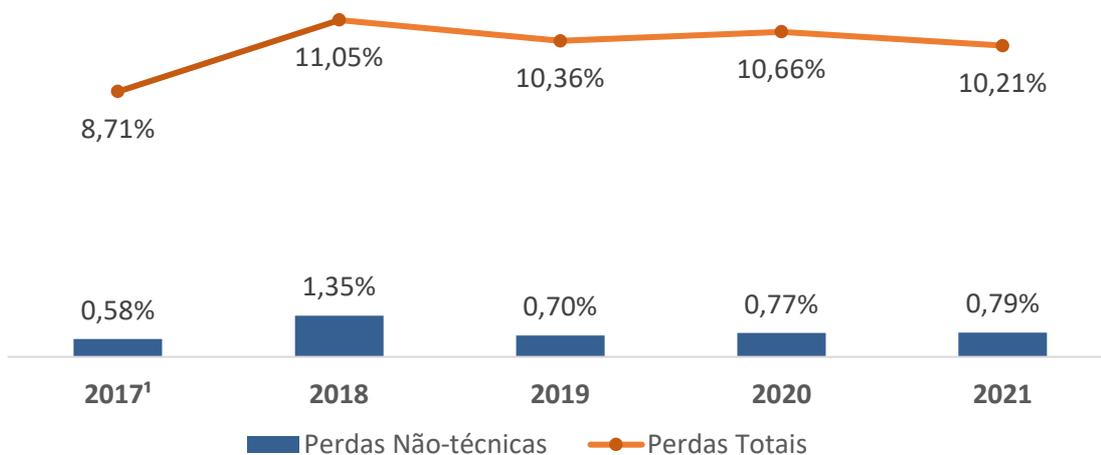
Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2020 recuperou 13,0GWh, através de inspeções em 9,5 mil unidades consumidoras, recorte de 3,7 mil instalações inativas religadas à revelia, além da implementação das melhorias de qualidade operacional, melhorando o ticket médio de energia. Por fim, a CPFL Santa Cruz regularizou blindou 200 consumidores em baixa tensão e outros 30 em média tensão.

Também foram realizadas ações com a polícia e publicações em mídia alertando aos consumidores que o furto é crime e passível de prisão.

Importante observar que o índice de perdas resultante e mostrado na tabela abaixo além de contabilizar as perdas na rede básica, é obtido com critério diferente, que não considera em sua base o montante de energia decorrente de inversão de fluxo, razão pela qual diverge do valor utilizado pela Agência em outras análises.

Balço Energético					
Energia Requerida	2017¹	2018	2019	2020	2021
Venda de Energia	692	2.258	2.333	2.261	2.190
Fornecimento	672	2.116	2.165	2.081	2.017
Suprimento p/ agentes de distribuição	20	141	168	179	173
Consumidores Livres/Dist./Ger.	252	634	739	853	1.016
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	944	2.891	3.072	3.113	3.206
Perdas na Rede Básica	31	86	93	103	93
Perdas na Distribuição	59	273	262	269	271
Perdas Técnicas	53	229	238	242	243
Perdas não Técnicas - PNT	6	44	24	27	28
PNT / Energia Requerida %	0,58%	1,35%	0,70%	0,77%	0,79%
Perdas Totais - PT	90	359	355	371	364
PT / Energia Requerida %	8,71%	11,05%	10,36%	10,66%	10,21%
Total	1.034	3.251	3.427	3.485	3.571
Perdas na D	5,92%	8,62%	7,87%	7,94%	7,80%

1. Considerando as empresas agrupadas (a partir de novembro de 2017).

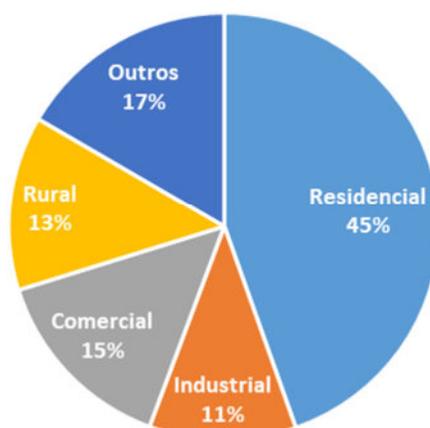


1. Considerando as empresas agrupadas a partir de novembro de 2017.

Receita – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 1.214 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2020	2021	%
Residencial	459.194	541.416	17,9%
Industrial	127.474	133.886	5,0%
Comercial	155.989	176.338	13,0%
Rural	129.360	160.810	24,3%
Outros	168.441	201.118	19,4%
Total	1.040.458	1.213.569	16,6%

Receita líquida por classe de consumidores - 2021



Importante ressaltar que a variação observada na Receita aqui apresentada, contempla não

somente os reajustes tarifários observados, mas também a variação do mercado e os impactos da pandemia COVID-19 durante o ano de 2020, conforme apresentado anteriormente.

Número de consumidores – O número de consumidores em dezembro de 2021 apresentou um crescimento de 2,5% sobre o mesmo mês de 2020, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2020	2021	%
Residencial	419.006	431.718	3,0%
Comercial	23.578	23.044	-2,3%
Industrial	3.175	3.062	-3,6%
Rural	24.450	24.079	-1,5%
Outros	5.281	5.404	2,3%
Total	475.490	487.307	2,5%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em 2021, atingiu R\$ 602,31/MWh, com aumento de 19,1% em relação a 2020. Tal variação decorre do Reajuste Tarifário Anual (RTA), estabelecido em 22 de março de 2020, por meio da Resolução Homologatória (REH) nº 2.668, com vigência de 22 de março de 2020 a 21 de março de 2021.

Em 21 de março de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.837, a Aneel homologou o resultado da quinta Revisão Tarifária Periódica da CPFL Santa Cruz em 17,19%, sendo 16,98% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e 0,21% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 9,95% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 11,90% e da Parcela B de 5,08%. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de março de 2021.

Em 1º de setembro de 2021, por meio da Resolução nº 3/2021, entrou em vigor a “Bandeira Escassez Hídrica”, no valor de R\$ 14,20 a cada 100 kWh. A escassez hídrica onerou o caixa das distribuidoras no fim de 2021, dado que os custos de energia se elevaram em função do despacho de termelétricas movidas a combustível fóssil, e a Bandeira Tarifária Vermelha II não foi suficiente para cobrir tal déficit.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	609,31
Comercial	616,86
Industrial	564,84
Rural	517,39
Outros	687,36

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa bruta e o mercado apurado para cada classe de consumo, conforme quadro mostrado no item “Comportamento de Mercado”.

Tarifa por faixa de consumo	Até 90 kWh	de 91 kWh a 200 kWh	Acima de 200 kWh
Tarifas brutas - R\$	753,06	863,42	1026,38

Para as tarifas por faixa de consumo da das Distribuidoras agrupadas, foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 90 kWh, de 90 a 200 kWh e acima de 200 kWh, sendo a sua composição formada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), com tributos (ICMS, PIS e COFINS).

Qualidade do fornecimento – Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (duração equivalente de interrupções por consumidor) e o FEC (frequência equivalente de interrupções por consumidor). A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir:

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2017	4,82	3,69
2018	6,01	5,09
2019	5,56	4,25
2020	4,89	3,68
2021	5,66	4,21

* Consideramos o valor das empresas agrupadas para todos os períodos demonstrados na tabela.

Atendimento ao consumidor – A CPFL Santa Cruz, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa tensão, que são as Agências de Atendimento. Essa estrutura está presente em toda a área de concessão do Grupo CPFL, composto de 45 municípios, e dimensionada para cumprir com qualidade e eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

As Agências além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, são responsáveis por processos de negociação de débitos de contas regulares e de irregularidade, ressarcimento de danos, bem como pelo relacionamento com os Procons, imobiliárias e outros parceiros que também prestam serviços aos clientes.

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão, no ano de 2021, houve negociação de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de 76 mil.

Na CPFL Santa Cruz essa estrutura é composta por 2 agências de atendimento, 193 imobiliárias e 48 credenciados rede fácil, responsáveis por 1,19 milhões de atendimentos em 2021.

Além das Agências de Atendimento presencial e credenciados, as distribuidoras do Grupo CPFL estão sempre inovando na forma de se relacionar com os consumidores, incentivando a utilização de novas formas de atendimento:

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 50 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- *Site* CPFL;
- Aplicativo CPFL & Você;
- SMS;
- Portal CPFL Empresas;
- *E-mail*;
- Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais;
- Mídias Sociais (Facebook, Twitter, Colab, Reclame Aqui e Consumidor.gov).

Tecnologia da informação – O desenvolvimento das diversas áreas de negócios de uma Outorgada de energia depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Outorgada faz, mediante

sistemas de informação (*software*), redes de computadores (comunicação lógica) e atendimento ao consumidor (processamento, suporte e infraestrutura).

Em 2021, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: (i) ARRC – Fase I; (ii) SPIR; (iii) PIX; (iv) Gestão de RH – Fase I; (v) Despacho Dinâmico de Serviços; (vi) Nota Fiscal Eletrônica; (vii) Projeto Sapiens; (viii) Projeto ADMS; (ix) CWSI Mitigação de risco; e (x) Projeto ADR.

Desempenho econômico-financeiro – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

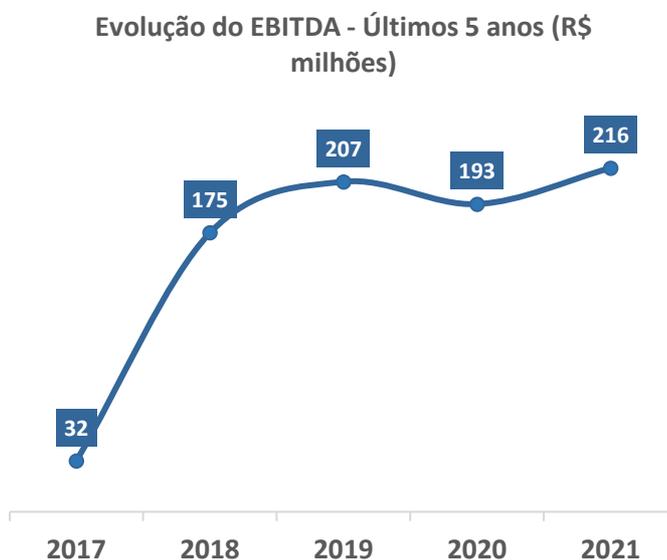
Em 2021, a CPFL Santa Cruz alcançou receita líquida de R\$ 1.319 milhões, um acréscimo de 22,6% (R\$ 243 milhões), em decorrência principalmente dos seguintes aumentos: (i) de 29,3% (R\$ 172 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (ii) de 446,3% (R\$ 134 milhões) nos ativos e passivos financeiros setoriais; (iii) de 11,4% (R\$ 96 milhões) na disponibilização do sistema de transmissão e distribuição; e (iv) de 26,9% (R\$ 24 milhões) nas doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos aumentos de 30,3% (R\$ 113 milhões) nos tributos e de 32,6% (R\$ 55 milhões) nos encargos de parcela A, e pela redução de 61,9% (R\$ 16 milhões) na energia elétrica de curto prazo.

Nos custos não gerenciáveis (Parcela A), houve um aumento de 29,1% (R\$ 218 milhões), devido aos aumentos de 21,6% (R\$ 116 milhões) na Energia Elétrica Comprada para Revenda e de 48,3% (R\$ 102 milhões) no Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2021 foram de R\$ 217 milhões, um aumento de 14,8% (R\$ 28 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
Em R\$ mil	2021	2020
Lucro Líquido	59.503	89.924
Amortização	80.471	55.223
Resultado Financeiro	34.155	8.830
Impostos Sobre o Lucro	41.487	39.104
EBITDA	215.617	193.081

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 216 milhões em 2021, um aumento de 11,7% (R\$ 23 milhões), em relação a 2020. Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



Em 2021, a CPFL Santa Cruz apurou um Resultado Financeiro negativo (despesa financeira líquida) de R\$ 34 milhões, um aumento de 286,8% (R\$ 25 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 64 milhões, uma redução 50,9% (R\$ 67 milhões), e a Despesa Financeira foi de R\$ 99 milhões, uma redução de 29,6% (R\$ 41 milhões).

Em 2020, a CPFL Santa Cruz apurou Resultado Líquido de R\$ 60 milhões, uma redução de 33,8% (R\$ 30 milhões).

Investimentos - Em 2021, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na CPFL Santa Cruz, totalizaram R\$ 150 milhões, uma redução de 30,1% em relação à 2020. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 922 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Tab 9 - Plano de Desenvolvimento de Distribuição - R\$ Mil	R\$ em moeda constante de 31 de Dezembro de 2021								
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	
AIS Bruto	123.245	214.296	149.714	132.365	136.307	216.389	242.567	194.028	
Transformador de Distribuição	14.707	9.741	21.490	5.133	5.703	6.110	6.486	6.878	
Medidor	15.047	17.280	4.383	6.123	6.706	8.310	8.274	6.484	
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	26.513	31.048	43.322	17.346	19.620	19.153	28.974	40.180	
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	53.027	62.096	63.708	78.392	78.434	84.885	88.457	74.475	
Redes Alta Tensão (69 kV)	1.526	7.569	4.325	618	642	12.966	30.654	1.151	
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	17	2.237	-	-	-	-	-	-	
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	177	-	-	-	-	-	-	
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	4.900	4.211	1.943	-	-	16.767	6.258	-	
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	-	8.850	5.399	24.753	25.202	18.812	19.645	20.682	
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	-	54.524	327	-	-	49.385	53.818	44.178	
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Demais Máquinas e Equipamentos	7.507	16.562	4.816	-	-	-	-	-	
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(5.784)	(9.095)	(20.265)	-	-	-	-	-	
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(5.784)	(9.095)	(20.265)	0	0	0	0	0	
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Excedente de reativos	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
Outros - Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2021R	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P
Plano de Investimentos 2021	149.714	132.365	136.307	216.389	242.567	194.028
R\$ Mil	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	
Plano de Investimentos 2020	139.250	121.509	203.411	148.527	197.354	
Diferença	7,5%	8,9%	-33,0%	45,7%	22,9%	

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2021 e de 2020 da CPFL Santa Cruz, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2021 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

É importante ressaltar que os valores aqui apresentados diferem da previsão anteriormente publicada junto à CVM (Comissão de Valores Mobiliários), já que neste comparativo, é incluído apenas o PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição), que é somente voltado para ativos elétricos da Distribuição, enquanto os números divulgados junto à CVM incluem também investimentos em ativos não elétricos.

Captações de recursos – Para viabilizar o programa de investimentos, a CPFL Santa Cruz utilizou recursos de financiamentos via BNDES (R\$ 80,44 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia realizou captações sob amparo da Lei 4131 (R\$ 142 milhões).

Valor adicionado – Em 2021, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela CPFL Santa Cruz foi de R\$ 891 milhões, representando 44% da Receita operacional bruta, com a seguinte distribuição:

	2021	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	55.901	6,3%
Remuneração direta	35.585	4,0%
Benefícios	18.301	2,1%
F.G.T.S.	2.015	0,2%
Impostos, taxas e contribuições	661.016	74,2%
Federais	367.376	41,2%
Estaduais	293.437	32,9%
Municipais	202	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	86.417	9,7%
Juros	85.665	9,6%
Aluguéis	752	0,1%
Remuneração de capital próprio	87.389	9,8%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional proposto)	22.903	2,6%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	64.494	7,2%
Lucros retidos	(8)	0,0%
Total	890.723	100,0%

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2021 foi de R\$ 2.029.148 mil.

Política de reinvestimento e distribuição de dividendos – De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social.

A Companhia declarou, no exercício de 2021, na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) de 26 de agosto de 2021, Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 16.181 mil (R\$ 13.753 mil líquido de IRRF).

A Companhia aprovou dividendos intermediários nos montantes de R\$ 80.498 mil, utilizando-se da Reserva Estatutária de Reforço de Capital de Giro, aprovado em AGE de 7 de outubro de 2021 e R\$ 80.000 mil nas AGes de 14 e 20 de dezembro de 2021.

Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 6.722 mil (R\$ 5.714 mil líquido de IRRF), os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, foram aprovados em AGE de 31 de dezembro de 2021.

O Dividendo adicional proposto no montante de R\$ 64.494 mil, que será deliberado na Assembleia Geral Ordinária (AGO) em abril de 2022.

Composição acionária – A CPFL Santa Cruz é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia. Em 31 de dezembro de 2021, o capital social da CPFL Santa Cruz era de R\$ 170.413 mil, composto por 359.058.396 ações ordinárias nominais sem valor nominal.

Planejamento Empresarial – Desde 2002, A Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Estratégico e para o grupo CPFL Energia, com aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento para cada unidade de negócio e áreas corporativas.

O Plano Estratégico é realizado anualmente, para o ciclo de 5 anos. O processo segue as seguintes etapas:

Definição das macrotendências globais para o setor elétrico, com base em *desk research* e suporte dos especialistas internos;

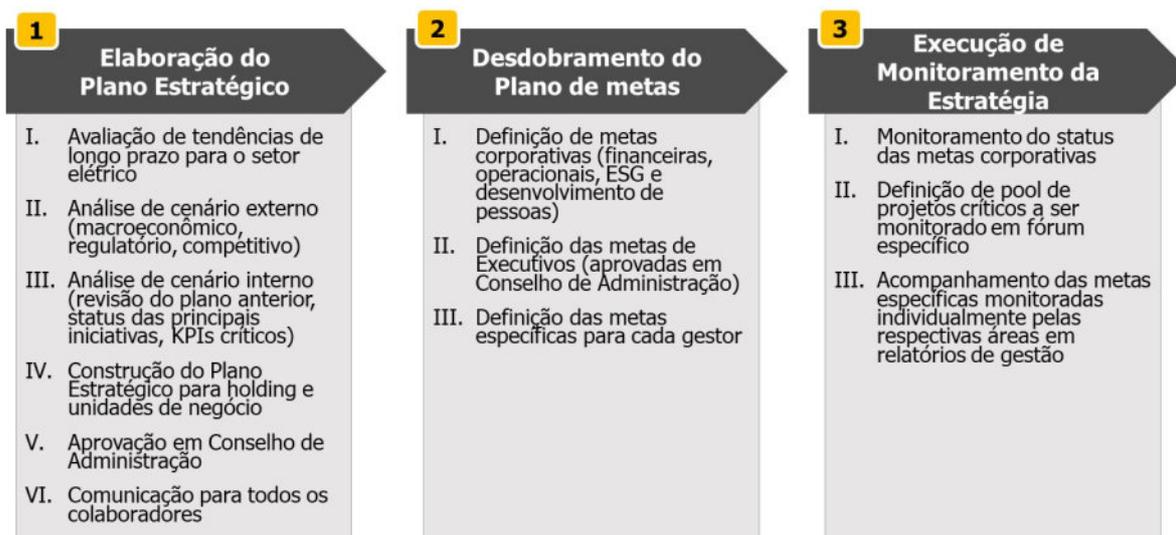
Análise de cenário externo suportadas por especialistas externos em temas críticos (Tendências do Mercado de Energia, Projeções Macroeconômicas; Cenário Competitivo; ESG; Digitalização e experiência do consumidor, entre outros);

Análise interna, com avaliação do status de atingimento das metas traçadas no ciclo anterior de Planejamento;

Construção do Planejamento Estratégico para o próximo ciclo de 5 anos.

Ao longo do processo, cada uma das etapas é validada junto à Diretoria Executiva, com aprovação final em Conselho de Administração, seguindo as melhores práticas de governança.

O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios, e é composto por três principais etapas (figura abaixo):



Paralelamente à elaboração do Plano Estratégico, acontece o planejamento orçamentário plurianual, administrado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores, e submetido ao Conselho de Administração.

Análises de Cenários Externo & Interno – Na elaboração do Plano Estratégico, são realizadas análises de cenário externo com a ajuda de profissionais em diversos assuntos, como por exemplo:

- i. Tendências de Mercado (ex: mudanças tecnológicas, mudanças regulatórias, riscos de negócio)
- ii. Análises Macroeconômicas (ex: projeção de aumento de carga, crescimento de PIB, taxas de câmbio,)
- iii. Cenário Competitivo (ex: estratégia aparente de competidores, cenário de oportunidades e riscos em M&A)
- iv. Tendências ESG (ex: impactos socioambientais, governança, diversidade, reputação)
- v. Digitalização e experiência dos clientes (revisão de canais de atendimento, implementação de cultura de data analytics, mapeamento de jornadas do cliente)

O mesmo trabalho é realizado internamente, a partir da atualização das principais iniciativas, metas e indicadores do ciclo anterior. Nesse momento, também, avaliam-se os resultados e objetivos operacionais e financeiros.

A partir dessas análises, as principais tendências e oportunidades de cada negócio são mapeadas para o Planejamento Estratégico.

Elaboração da Estratégia – Com os status dos resultados do ano anterior e priorizando indicadores levantados nas avaliações de cenários considerando critérios de segurança, qualidade no atendimento, eficiência operacional, sustentabilidade do negócio e crescimento, são determinadas as novas iniciativas e diretrizes de negócio, com projetos prioritários e planos de ação necessários para atingir os objetivos, até a consolidação no Plano Estratégico, validado e aprovado no Conselho Administrativo.

Desdobramento em Metas – A etapa de desdobramento ocorre após a aprovação do Plano Estratégico, quando são analisados os resultados do ano anterior e elaboradas as metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado.

Para o processo de metas e levantamento dos principais utilizadores da empresa, foi incorporado o uso da metodologia BSC (Balanced ScoreCard), dividindo os objetivos em 4 grandes perspectivas: Financeira/Criação de Valor; Clientes/Partes Interessadas; Processos Internos; Capacidade Organizacional. A partir dessas perspectivas, foram mapeados os principais temas que

acompanham a estratégia da empresa, detalhando para cada um desses temas os principais indicadores que podem ser utilizados para acompanhar seu desenvolvimento.

Divulgação Planejamento Estratégico – As principais diretrizes da estratégia são disseminadas para todos os colaboradores, incentivando o engajamento do colaborador; de modo a instigá-lo a criar valor e descobrir como sua área pode contribuir para o crescimento organizacional.

Os canais formais de divulgação são:

- Evento de divulgação com participação dos Executivos, com participação ativa dos colaboradores
- Vídeo com o resumo das principais diretrizes e iniciativas do Plano Estratégico
- Workshops nas áreas de negócio
- Campanhas internas – banners e cartazes em diversos locais
- Kit de divulgação para lideranças, com conteúdo sobre plano da holding e materiais customizados para cada unidade de negócio
- Quiz para engajamento dos colaboradores, com reconhecimento para os maiores pontuadores
- Portal de Planejamento Estratégico (intranet) – área onde é disponibilizada uma síntese dos principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

A CPFL Energia conclui a divulgação das principais diretrizes do grupo para todos os stakeholders através da página de Relações com Investidores, por meio do resumo com as orientações fundamentais dos negócios e do grupo.

Implementação & Monitoramento da Estratégia – São acompanhadas e monitoradas ao longo do ano pela Diretoria de Estratégia e Inovação e pelas áreas de negócio por meio de ferramentas de gestão customizadas (relatórios de gestão, comitês de projetos com participação dos Executivos e Plataforma de Sustentabilidade), com planos de ação tempestivos elaborados à medida que se faça necessário.

Sistemas de Gestão e programas da qualidade – Em 2021, as atividades compreenderam:

- Recertificação do Sistema de Gestão da Qualidade (NBR ISO 9001) e manutenção das certificações dos Sistemas de Gestão que compreendem as normas NBR ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental), ISO 45001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho) e ISO/IEC 27001 (Sistema de Gestão da Segurança da Informação);
- Adesão de 100% das estações avançadas (EAs) ao Programa Colaborativo. As EAs da CPFL Santa Cruz obtiveram resultado médio de 91% nas avaliações dos pilares do programa referente aos temas de Utilização, Organização e segurança, Limpeza e economia, Disciplina. Das 23 localidades operacionais que participam do programa 57% obtiveram avaliações superior à média e 57% pontuações cima de 90%;
- Prêmio ABRADÉE 2021 – Campeã na categoria Responsabilidade Socioambiental abaixo de 500 mil consumidores. Finalista na categoria Nacional;
- A Norma Zero foi revisada, aprovada em 2019 e publicada em 2020. Posterior, iniciou-se, de forma estruturada e planejada, a revisão e atualização dos 2.472 documentos. No período, ocorreu a atualização de 50% (1.245 documentos) da base.

Recursos humanos – Em 2021, a CPFL Santa Cruz investiu cerca de 848 mil reais em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus

colaboradores.

O nosso compromisso é formar e desenvolver pessoas. Por isso, contamos com a Universidade CPFL, que tem o objetivo de preparar os colaboradores para os desafios do futuro e atender às mudanças dos negócios, a fim de promover uma cultura de multinegócios, inovação, agilidade e foco no cliente.

A Universidade atua como facilitadora, incentivando cada colaborador a assumir o protagonismo da própria carreira, por meio do aprendizado de *soft skills*, ou habilidades mentais, emocionais e sociais, que complementem a formação técnica e aprimorem o desenvolvimento. Frente a um ano tão desafiador, a Universidade CPFL estudou diferentes possibilidades de desenvolvimento online, a partir do contexto atual e novos modelos de trabalho remoto, a fim de continuar investindo na educação como caminho para ampliar o potencial de cada colaborador. Diferentes iniciativas foram lançadas nesse período, como: Portfólio Explore o Seu Potencial – cartela de cursos voltado para o autodesenvolvimento; palestras ao vivo com especialistas em temas comportamentais, cursos abertos e gratuitos em parceria com instituições nacionais, além da adaptação dos treinamentos presenciais para os formatos online, buscando inovação em ferramentas, dinamismo na entrega dos conteúdos e aplicação de cases reais e atividades práticas. Essas novidades permearam as ações das quatro escolas de ensino: Excelência Operacional, Excelência no Atendimento, Negócios e Inovação e Liderança.

A partir disso, em 2021, tivemos **+4.700 participações** em treinamentos, com **97 horas de treinamento** por colaborador neste período.

Sustentabilidade – A CPFL Santa Cruz mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável e, reforçando este compromisso, a holding CPFL Energia elaborou um Plano de Sustentabilidade 2020-2024 que abrange todos os seus negócios, com foco em três pilares – Energia sustentável, Soluções inteligentes e Valor compartilhado com a sociedade –, e em habilitadores fundamentais para nossa atuação - Ética, Transparência, Desenvolvimento de pessoas e inclusão. O Plano de Sustentabilidade 2020-2024 é desdobrado em 15 compromissos públicos e iniciativas de valor em diversas áreas da empresa. Mais informações estão disponíveis no Relatório Anual em www.grupocpfl.com.br/institucional/relatorio-anual e www.cpfl.com.br/ri.

CPFL Santa Cruz em números

Atendimento	2021	2020	%
Número de consumidores	487.307	475.490	2,5%
Número de empregados ¹	56	57	5,6%
Número de consumidores por empregado	8.704	8.344	-3,4%
Número de localidades atendidas	46	46	0,0%
Número de agências	2	2	0,0%
Número de postos de atendimento	50	57	-12,3%

1) Número de empregados: = número de atendentes agência + 1 atendente por rede fácil.

Operacionais	2021	2020	%
Número de subestações	75	73	2,7%
Linhas de transmissão (Km)	1.286	1.284	0,2%
Linhas de distribuição (Km)	23.492	23.159	1,4%

Mercado	2021	2020	%
Área de concessão (Km ²)	20.250	20.250	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	556	590	-5,8%
Mercado atendido (GWh)	3.072	3.070	0,1%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.058	2.077	-0,9%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	602,31	505,81	19,1%
Residencial	609,31	527,54	15,5%
Comercial	616,86	525,19	17,5%
Industrial	564,84	456,19	23,8%
Rural	517,39	402,23	28,6%
DEC (horas)	5,66	4,89	15,7%
FEC (número de interrupções)	4,21	3,68	14,4%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	24,28	29,09	-16,5%

Financeiros	2021	2020	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	2.029.148	1.618.215	25,4%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	1.318.944	1.075.999	22,6%
Resultado da atividade (R\$ mil)	135.146	137.858	-2,0%
Margem operacional do serviço líquida (%)	10,25%	12,81%	-20,0%
EBITDA OU LAJIDA	215.617	193.081	11,7%
Lucro líquido (R\$ mil)	59.503	89.924	-33,8%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	596.307	546.198	9,2%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	9,98%	16,46%	-39,4%
Endividamento (incluindo derivativos) (R\$ mil)	923.514	726.171	27,2%
Em moeda nacional (%)	59%	62%	-5,1%
Em moeda estrangeira (%)	41%	38%	8,3%

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros da Diretoria Executiva pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da CPFL Santa Cruz. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da missão da CPFL Santa Cruz.

Jaguariúna, 26 de abril de 2022.

A Administração

Companhia Jaguari de Energia
CNPJ no 53.859.112/0001-69

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2021 e 2020
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia Jaguari de Energia (com nome fantasia “CPFL Santa Cruz” ou “Companhia”) é uma sociedade por ações de capital fechado, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede social da Companhia está localizada à Rua Vigato, nº 1620, 1º andar, sala 03, na cidade de Jaguariúna, estado de São Paulo, CEP 13820-000.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos até 7 de julho de 2045.

A área de concessão da Companhia contempla 45 municípios, sendo 39 no interior do Estado de São Paulo, 3 no norte do Estado do Paraná e 3 no sul do Estado de Minas Gerais, atendendo a aproximadamente 487 mil consumidores, entre os principais municípios estão Itapetininga, Jaguariúna, Mococa, Ourinhos e São José do Rio Pardo.

1.1 Setor Elétrico no Brasil:

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

De acordo com o contrato de concessão de distribuição, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao

distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito através de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – (“ONS”), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

1.2 Impactos do COVID-19

Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou que o coronavírus (COVID-19) é uma pandemia. O surto desencadeou decisões significativas de governos e entidades do setor privado, que somadas ao impacto potencial do surto à época, aumentaram de certa forma o grau de incerteza para os agentes econômicos e podem gerar impactos nas demonstrações contábeis regulatórias. As principais economias do mundo e os principais blocos econômicos vêm estudando e implementando pacotes de estímulos econômicos para minimizar impactos econômicos que o COVID -19 vem provocando e ainda possa provocar.

A Administração tem avaliado de forma constante o impacto do surto nas operações e na posição patrimonial e financeira da Companhia, com o objetivo de implementar medidas apropriadas para mitigar os impactos nas operações. Até a data de autorização para emissão dessas demonstrações financeiras, as seguintes medidas foram tomadas e os principais assuntos que estão sob monitoramento constante estão listados a seguir:

- Implementação de medidas temporárias no quadro de funcionários, tais como planos de home office, adequação dos espaços coletivos para evitar aglomerações, e demais medidas aplicáveis, relacionadas à saúde;
- Negociação com fornecedores de equipamentos para avaliação de prazos de entregas tendo em vista o cenário da pandemia, sem que haja, até o momento, indicativos de riscos relevantes de atraso que possam impactar nas operações;
- Avaliação das condições contratuais com instituições financeiras relacionadas a empréstimos e financiamentos e pagamento com fornecedores, para mitigar eventuais riscos de liquidez;
- Monitoramento das variações de indexadores de mercado que poderiam afetar empréstimos, financiamentos e debêntures;
- Avaliação de eventuais renegociações com clientes, em função de retração macroeconômica. Tais renegociações estão sendo direcionadas, em sua maioria, através de deslocamentos temporais nas quantidades contratadas;
- Monitoramento de redução do mercado faturado pelo fechamento, assim como a retomada após as medidas de flexibilização, de estabelecimentos comerciais e industriais decorrente das medidas de enfrentamento à pandemia;
- Monitoramento de sobrecontratação em função da redução da carga e consequentes sobras de energia superiores aos 5% previstos nos requisitos regulatórios;
- Monitoramento da inadimplência, especialmente sob a luz da suspensão dos cortes por inadimplência para as subclasses residenciais de baixa renda a partir de 1 de abril até 30 de junho de 2021, o qual

foi prorrogado até 30 de setembro de 2021, conforme REN nº 936 da ANEEL. Além de regras específicas a serem atendidas para que possam ser efetuados os cortes nas demais classes consumidoras e restrições na cobrança de multa e juros por inadimplência.

Devido à relevância dos potenciais impactos mencionados, as autoridades do Setor Elétrico Brasileiro, em especial o Ministério de Minas e Energia (MME) e a ANEEL, adotaram algumas medidas durante o período:

- Isenção aos consumidores de baixa renda com consumo mensal de até 220 quilowatt-hora (kWh/mês) do pagamento da conta de energia elétrica, no período entre 1º de abril a 30 de junho de 2020, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, custeada por meio de aportes da União ao fundo setorial CDE, conforme previsto na Medida Provisória nº 949, de 8 de abril de 2020.
- Reconhecimento das sobras resultantes da redução de carga das distribuidoras, decorrente dos efeitos da pandemia de COVID 19, como exposição contratual involuntária, a ser regulamentada pela ANEEL, conforme previsto na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, e no Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020;
- Criação da Conta COVID por meio da Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020 e regulamentada por meio do Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, e da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020.

A Conta COVID destinou-se a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas, total ou parcialmente, às concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, referentes: i) aos efeitos da sobrecontratação de abril a dezembro de 2020; ii) à constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA entre a data de homologação do último processo tarifário e dezembro de 2020; iii) à neutralidade dos encargos setoriais de abril a dezembro de 2020; iv) à postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data, enquanto perdurarem os efeitos da postergação; v) saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e vi) antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”.

A disponibilização de tais recursos (exceto para o item “iv” apresentado acima) foi limitada aos efeitos da pandemia estimados pela ANEEL para cada distribuidora, sendo: i) redução de faturamento e de arrecadação, até dezembro de 2020, decorrentes dos efeitos do estado de calamidade pública; e ii) valores estimados de diferimentos e parcelamentos de obrigações vencidas e vincendas relativas ao faturamento da demanda contratada para unidades consumidoras do Grupo A.

A CCEE contratou a operação de crédito para aportar recursos à Conta COVID e efetuou o repasse às distribuidoras até janeiro de 2021, conforme a necessidade declarada por elas individualmente, limitada aos valores homologados pela ANEEL. O pagamento dos recursos provenientes da operação de crédito está sendo feito por meio de encargo, denominado CDE COVID, homologado pela ANEEL e cobrado dos consumidores a partir dos processos tarifários de 2021 durante o tempo necessário para a quitação da referida operação.

Em julho de 2020 a Companhia declarou sua necessidade por meio de protocolo digital juntamente com o Termo de Aceitação constante do Anexo I da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, considerando os itens “i” a “iii” citados acima em valor máximo equivalente à soma das reduções de faturamento e de arrecadação decorrente dos efeitos da calamidade pública, até dezembro de 2020, estimados pela ANEEL e constantes do Anexo II da mesma Resolução.

O efeito financeiro e econômico para a Companhia ao longo dos próximos meses dependerá do desfecho da crise e seus impactos macroeconômicos. A Companhia continuará monitorando constantemente os efeitos da crise e os impactos nas suas operações e nas demonstrações financeiras societárias e demonstrações contábeis regulatórias

Reequilíbrio econômico financeiro

Em decorrência dos efeitos das medidas restritivas adotadas pelo governo para conter o avanço da pandemia, a Companhia, assim como outras concessionárias de distribuição de energia elétrica do país, sofreu impactos extraordinários e imediatos, sendo os principais a queda da receita em função da retração do mercado consumidor e redução da arrecadação pelo aumento da inadimplência.

Considerando os efeitos da pandemia e, tendo como base o contrato de concessão entre a Companhia e o Poder Concedente, por intermédio da ANEEL, assim como os artigos 9º e 10º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dentre outras previsões legais aplicáveis, a Companhia possui o direito ao reequilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, de forma que, em uma situação em que ônus gerados por eventos alheios à gestão dos riscos inerentes à operação, tais como, mas sem se limitar, a eventos categorizados como caso fortuito ou força maior, ou mesmo determinações do Poder Concedente que impactem a Companhia, devem ser ressarcidos à Companhia para reequilibrar a saúde econômico-financeira do contrato de concessão.

O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, que regulamenta a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020, prevê a análise pela ANEEL, em processo administrativo específico, da necessidade de recomposição do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, mediante solicitação das interessadas. Nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 885, de 23 de junho de 2020, a Agência, instaurou segunda fase da Consulta Pública nº 35 de 2020 (“CP35/2020”) no período entre 18 de agosto e 05 de outubro de 2020, com o objetivo de regular a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro de contratos de concessão e permissão do serviço público de distribuição energia elétrica.

Em continuidade ao processo de definição da regulamentação do restabelecimento do equilíbrio econômico das concessionárias distribuidoras durante a pandemia, a ANEEL abriu a 3ª Fase da Consulta Pública nº 35 no fim de 2020, na qual também foi discutido sobre as regras de alocação dos custos do empréstimo da Conta Covid e da sobrecontratação involuntária para o ano civil de 2020, reflexo do cenário de pandemia.

Concluída a terceira e última fase da CP35/2020, a Agência definiu as metodologias referentes à sobrecontratação involuntária de 2020, ao reequilíbrio econômico em função da queda de mercado e aumento da inadimplência durante a pandemia, bem como sobre o rateio do custo financeiro da Conta COVID, consubstanciadas na Resolução Normativa ANEEL nº 952, de 23 de novembro de 2021. A Companhia continua analisando os impactos causados pela pandemia e definirá quanto à necessidade de solicitar a recomposição do equilíbrio econômico em até 60 dias após a publicação, pela ANEEL, da projeção da receita irreversível realizada nos meses de março a dezembro de 2020, conforme definido no parágrafo 7 do Submódulo 2.10 do PRORET, homologado por meio da referida resolução normativa. Ademais, foi estimada e registrada a parcela do custo financeiro da Conta COVID a ser alocada nos processos tarifários de 2022.

(2) BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.5 Base de preparação:

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidas e aprovadas pela ANEEL, as quais constam no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (“MCSE”), aprovado por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, substituída em 2021 pela Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021, e também seguindo as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis emitidas e aprovadas pela ANEEL.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas

contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota 31, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

A Administração confirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão regulatória da Companhia.

A autorização para a conclusão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 26 de abril de 2022.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (www.cpfl.com.br).

2.6 Base de mensuração:

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado, cuja classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1 ou 2 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 28 de Instrumentos Financeiros, e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.7 Uso de estimativas e julgamentos:

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação aos valores recuperáveis e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados;
- Nota 9 – Ativos e passivos financeiros setoriais: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;
- Nota 11 – Outros ativos circulantes: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 12 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 14 – Empréstimos, financiamentos e debêntures: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 17 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos, e
- Nota 28 – Instrumentos Financeiros – derivativos: principais premissas para determinação do valor justo.

2.8 Moeda funcional e moeda de apresentação:

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações contábeis regulatórias estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Segmento operacional

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Conseqüentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

(3) PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas que as adotadas nas Demonstrações Contábeis societárias apresentadas nas Demonstrações Financeiras de 2021 na nota explicativa 3 – Sumário das principais políticas contábeis, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

3.1 Imobilizado em serviço:

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação regulatória compulsória, conforme determina a Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador (nota 12).

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da concessão. O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

3.2 Imobilizado em curso:

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as distribuidoras de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

Nas demonstrações financeiras societárias, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão ainda em construção são registrados inicialmente como ativos de contrato, considerando o direito da Companhia de

cobrar pelos serviços prestados aos consumidores ou receber uma indenização ao final da concessão para os ativos ainda não amortizados, em conformidade com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente e com ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão. Os novos ativos são registrados inicialmente como ativos de contrato, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Após a entrada em operação dos ativos fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho vinculada à construção, sendo os ativos então bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão, sendo a parcela remanescente registrada como um ativo financeiro e avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária.

3.3 Intangível:

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear e em conformidade às taxas estabelecidas pelo poder concedente.

Os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados aos ativos intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

3.4 Obrigações especiais vinculadas à concessão:

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, acrescidos do valor da reavaliação. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

3.5 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória:

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social - nota explicativa nº 31.3.1.

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa da ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações.

Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia considera o processo de elaboração da Base de Remuneração Regulatória – BRR para fins do 5º ciclo de Revisão Tarifária Periódica, realizado na data-base de 30 de setembro de 2020, que foi aprovado pela Resolução Homologatória da ANEEL nº 2.837 de 16 de março de 2021, portanto a Companhia reconheceu a referida reavaliação nas demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2021. O registro da reavaliação considerou a atualização monetária pelo IPCA da data-base de 01 de outubro de 2020 até 31 de março de 2021.

3.6 Instrumentos financeiros:

Em conformidade com o CPC 38, adotado pela ANEEL:

a) Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. A Companhia possui os seguintes principais ativos financeiros:

- Registrados pelo valor justo por meio do resultado: são ativos mantidos para negociação ou designados como tal no momento do reconhecimento inicial. A Companhia gerencia estes ativos e toma decisões de compra e venda com base em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e sua estratégia de investimentos. Estes ativos financeiros são registrados pelo respectivo valor justo, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício.
- Empréstimos e recebíveis: são ativos com pagamentos fixos ou determináveis que não são cotados no mercado ativo. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, após o reconhecimento inicial, reconhecidos pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros, deduzidos de perdas por redução ao valor recuperável.

b) Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia possui os seguintes principais passivos financeiros:

- Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou, (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos e, para qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos, a contrapartida é o resultado.
- Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 28.

3.7 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”):

a) Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável que possa ocorrer após o reconhecimento inicial desse ativo, e que tenha um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados.

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para empréstimos e recebíveis, tanto no nível individualizado como no nível coletivo para todos os títulos significativos.

Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva, a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da Administração, se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

A tendência histórica da probabilidade de inadimplência segue prazo de vencimento conforme MCSE, que são os critérios abaixo:

Classe	Vencidos acima de:
Residencial	90 dias
Comercial	180 dias
Demais classes	360 dias
Faturas diversas	180 dias
Parcelamento de débitos	90 dias. Em caso de atraso de uma parcela, todo o saldo é provisionado.

Adicionalmente, desde 2018, o saldo da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) é ajustado com o valor da perda esperada, técnica essa utilizada na contabilidade societária a qual convive de forma harmoniosa com as regras do MCSE.

A técnica da contabilidade societária consiste em utilizar uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, que totaliza na maioria um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda esperada são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita Ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o prazo de vencimento do MCSE, adicionando o não faturado utilizando a receita do próprio mês.

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A redução do valor recuperável de um ativo financeiro classificado como instrumento financeiro mensurado pelo custo amortizado, é reconhecida pela diferença entre o valor contábil e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontados à taxa efetiva de juros original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada a crédito no resultado.

b) Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos intangíveis são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Em período subsequente, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.8 Novo MCSE a partir de janeiro de 2022:

A ANEEL, através do Despacho nº 2.904 de 17 de setembro de 2021, no uso da atribuição que lhe foi delegada por meio da Resolução Normativa nº 814, de 2018, substituída pela Resolução Normativa nº 933, de 2021, decide: (i) revisar o MCSE, na dimensão procedimental; (ii) revogar a versão 2015 do MCSE, aprovada pela Resolução Normativa nº 605, de 2014, substituída pela Resolução Normativa nº 933/2021; e aprovar a versão 2022 do MCSE, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022.

As principais alterações são:

- d) Consideração do CPC 06 (R2) Arrendamentos: a aplicação deste CPC deverá se restringir aos bens administrativos, ou seja, aqueles que não estão diretamente vinculados às instalações de energia elétrica;
- e) Alteração da Instrução Contábil 6.3.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa: basicamente em função da consideração do CPC 48 nas demonstrações financeiras regulatórias;
- f) Alteração da Instrução Contábil 6.3.4 Ativo e passivo financeiro setoriais: basicamente para passar a considerar a natureza ativa ou passiva pelo valor líquido de cada ciclo tarifário, sendo os ciclos: (i) ciclo tarifário em diferimento e (ii) ciclo tarifário em amortização. Portanto, haverá saldo ativo ou passivo em constituição para o ciclo em diferimento e saldo ativo ou passivo em amortização para o ciclo homologado;
- g) Alteração da Instrução Contábil 6.3.6.1 Desativações: basicamente criando novas contas com detalhes como a segregação em alienação e desativação e bens reversíveis e não reversíveis;
- h) Alteração da Instrução Contábil 6.3.22 Aspectos socioambientais: basicamente regras para imobilizar ou despesar os gastos;
- i) Alteração da Instrução Contábil 6.3.26 Base de Cálculo das Obrigações Legais de Investimento em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE: basicamente criação de contas;
- j) Bandeiras Tarifárias: conforme técnica de funcionamento 7.2.22. Ativos e passivos financeiros setoriais, a bandeira tarifa faturada, passará a ser registrada como ativo ou passivo financeiro setorial no momento do faturamento, anulando o efeito na Receita operacional bruta. Quando a bandeira for homologada, será uma reclassificação para as contas específicas de CVA conforme despacho da referida homologação;
- k) Variação cambial do fornecedor Itaipu: alteração na técnica de funcionamento 7.2.75 Fornecedores, incluindo a forma de registro para a variação cambial do fornecedor Itaipu que passará a ser em Suprimento de energia elétrica para confronto com a receita de ativos e passivos financeiros setoriais, não afetando, desta forma, o Resultado do Serviço das Companhias.

Com base em avaliação preliminar, a Administração acredita que a aplicação dessas alterações não terá um efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras regulatórias.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

Instrumentos financeiros:

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 28) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

Valor reavaliado de um ativo:

O ativo imobilizado e intangível é contabilizado pelo custo de aquisição deduzidos da depreciação acumulada. Os valores são acrescidos da parcela de reavaliação de ativo homologado pela ANEEL por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Caixa	9.502	10.262
Equivalentes de caixa	81.502	125.392
Títulos de crédito privado (*)	81.502	125.392
Total	<u>91.005</u>	<u>135.653</u>

(*) Corresponde a operações de curto prazo em (i) Certificados de Depósitos Bancários (“CDB’s”) no montante de R\$ 43.258 (R\$ 125.391 em 31 de dezembro de 2020), e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 38.244, realizadas com instituições financeiras de grande porte que operam no mercado financeiro nacional, tendo como características liquidez diária, vencimento de curto prazo e baixo risco de crédito e com remuneração equivalente, na média, a 99,29% do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”) (100,59% do CDI em 31 de dezembro de 2020).

(6) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2021	Total em 31/12/2020	
	Correntes a Vencer	Correntes Vencidas					Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos					
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos			
Fornecimento de Energia	143.641	53.629	4.373	1.143	5.853	(8.152)	29	15.791	1.730	2.355	(4.832)	215.561	162.356	
Residencial	39.663	32.072	2.053	29	2.058	(3.787)	1.099	2.918	1.366	527	(2.876)	75.123	60.749	
Industrial	2.642	6.119	353	854	3.309	(2.842)	884	2.055	140	1.018	(940)	13.591	9.666	
Comercial	9.712	4.203	571	42	69	(691)	151	556	127	114	(775)	14.079	11.645	
Rural	6.722	3.436	309	5	75	(380)	80	178	97	38	(241)	10.318	8.277	
Poderes Públicos	3.623	1.587	228	50	43	(218)	(1.803)	6.991	-	-	-	10.501	6.391	
Iluminação Pública	6.432	3.410	79	-	294	(231)	(40)	431	-	-	-	10.376	6.527	
Serviço Público	2.751	2.694	765	163	5	(2)	(341)	2.662	-	658	-	9.354	6.681	
Serviço Taxado	174	107	16	0	1	-	-	-	-	-	-	298	313	
Fornecimento Não Faturado	72.495	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.495	52.203	
(-) Arrecadação Processo Classif.	(572)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(572)	(96)	
Encargos Tarifários	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	
Outros consumidores	15.016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.016	13.074	
Consumidores	158.661	53.629	4.373	1.143	5.853	(8.152)	29	15.791	1.730	2.355	(4.832)	230.580	175.432	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	2.395	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.395	1.674	
Energia Elétrica de Curto Prazo	16.726	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.726	6.255	
Outros	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	
Concessionárias e permissionárias	19.122	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.122	7.930	
Consumidores, Concessionárias e permissionárias	177.783	53.629	4.373	1.143	5.853	(8.152)	29	15.791	1.730	2.355	(4.832)	249.703	183.362	
												Circulante	234.448	173.180
												Não Circulante	15.255	10.182
													249.703	183.362

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”):

O detalhamento da metodologia de provisão está descrito nas notas 3.7 – Redução ao valor recuperável (“Impairment”).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2019	(10.616)
Provisão revertida (constituída) líquida	(9.884)
Recuperação de receita	4.681
Baixa de contas a receber provisionadas	5.488
Saldo em 31/12/2020	(10.331)
Provisão revertida (constituída) líquida	(13.378)
Recuperação de receita	7.189
Baixa de contas a receber provisionadas	3.537
Saldo em 31/12/2021	(12.984)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(7) TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	31/12/2021	31/12/2020
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	659
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	441
Imposto de renda e contribuição social a compensar	2.166	212
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	1.643	818
ICMS a compensar	13.008	11.611
Programa de integração social - PIS	213	129
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	1.170	586
Total	18.200	14.457
<u>Não circulante</u>		
ICMS a compensar	19.381	18.636
Total	19.381	18.636

ICMS a compensar: refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativo imobilizado.

7.1 Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS:

Ativo	31/12/2021	31/12/2020
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	14.149	-
COFINS sobre ICMS	66.266	-
Total circulante	80.415	-
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	29.817	27.485
COFINS sobre ICMS	138.701	123.146
Total não circulante	168.518	150.632
<u>Passivo</u>		
<u>Circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	58.606	20.151
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	248.934	114.484

Refere-se a crédito constituído em razão de decisão judicial final favorável em última instância em 2019, a qual não está sujeita a novo recurso, do processo relacionado à exclusão dos montantes de ICMS na base de cálculo das contribuições ao PIS e COFINS (relacionado aos processos originais de quatro companhias agrupadas - CPFL Leste Paulista, CPFL Sul Paulista, CPFL Jaguari e CPFL Mococa), bem como o direito de ressarcimento de valores anteriormente pagos.

Portanto, em 31 de dezembro de 2021, a CPFL Santa Cruz possui um ativo de tributos a compensar de R\$ 248.933, e um passivo com consumidor de R\$ 307.540. Em março de 2021 no reajuste tarifário foi considerada a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário de R\$ 20.241.

Do montante destacado anteriormente já foram compensados durante o ano de 2021 um montante de R\$ 58.695.

Tendo em vista (i) a decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (ii) nos termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, em junho de 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 127.079 (R\$ 129.373 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a CPFL Santa Cruz (empresa incorporada em dezembro de 2017), embora a ação desta empresa ainda não tenha transitado em julgado. Nessa mesma data, a Companhia registrou ainda a diferença do crédito calculado com base no critério de exclusão do ICMS pago, para o ICMS efetivamente destacado em suas faturas de energia.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial está limitada ao prazo prescricional dos últimos 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, ainda sem conclusão por aquele Órgão.

Logo, a decisão contábil da Companhia de, neste momento, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor não significa qualquer renúncia de direito, mas serve tão somente para refletir o atual posicionamento da referida Consulta Pública em andamento pela ANEEL.

(8) INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Aplicação direta	2.303	100.013
Total	<u>2.303</u>	<u>100.013</u>

Em 31 de dezembro de 2021, o saldo representa valores aplicados em títulos da dívida pública, por meio de cotas de fundos de investimentos da Caixa Econômica Federal (“CEF”), destinando-se a composição de garantias contratuais em financiamentos junto ao BNDES, cujo a remuneração média era equivalente à 100% do CDI.”

O saldo em 31 de dezembro de 2020, representava valores aplicados em títulos da dívida pública - Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimentos, cuja remuneração era equivalente, à média de 100% da SELIC.

(9) ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

A movimentação das contas de Ativos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2020	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Transferências	Saldo em 31/12/2021	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	114.827	357.188	(126.590)	11.101	545	(17.828)	339.239	29.688	309.551	270.546	68.693
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	16.273	70.392	(1.803)	1.385	-	(14.545)	71.703	-	71.703	55.791	15.912
Custo de Energia Itaipu	55.353	187.008	(89.004)	6.801	2	-	160.159	22.169	137.990	129.537	30.622
Proinfa	-	1.160	(1.013)	34	-	78	260	260	-	260	-
Transporte de Rede Básica	26.822	9.749	(25.655)	1.592	(25)	57	12.539	5.640	6.899	11.008	1.531
Transporte de Energia - Itaipu	2.574	410	(2.212)	133	-	3	908	553	355	829	79
ESS/EER	11.725	82.896	-	799	568	(3.381)	92.607	-	92.607	72.056	20.551
CDE	2.080	5.573	(6.903)	357	-	(40)	1.066	1.066	-	1.066	-
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	2.223	55.747	(2.096)	1.393	922	(10.800)	47.389	546	46.843	36.994	10.395
Neutralidade da Parcela A	238	12.320	(1.932)	156	737	(7.212)	4.308	546	3.762	3.473	835
Sobrecontratação de Energia	-	2.606	-	207	-	(1.263)	1.550	-	1.550	1.206	344
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	-	38.386	-	982	-	-	39.367	-	39.367	30.631	8.736
Outros	1.985	2.435	(164)	48	185	(2.325)	2.163	-	2.163	1.683	480
Total Ativos Financeiros Setoriais	117.050	412.935	(128.687)	12.493	1.467	(28.627)	386.631	30.234	356.397	307.540	79.091

A movimentação das contas de Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2020	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Homologação da devolução do crédito do PIS/COFINS	Transferências	Saldo em 31/12/2021	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	5.741	155.231	(18.057)	2.754	508	-	(17.828)	128.347	3.850	124.497	100.719	27.628
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	-	128.627	(5.977)	1.579	507	-	(14.545)	110.191	1.872	108.319	86.153	24.038
Custo de Energia Itaipu	-	(10)	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Proinfa	419	(314)	(199)	16	-	-	78	-	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	-	-	-	(57)	-	-	57	-	-	-	-	-
Transporte de Energia - Itaipu	-	-	-	(3)	-	-	3	-	-	-	-	-
ESS/EER	5.322	22.703	(11.881)	1.141	1	-	(3.381)	13.905	1.978	11.927	11.258	2.647
CDE	-	4.225	-	68	-	-	(40)	4.253	-	4.253	3.309	944
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	90.552	83.176	(99.752)	2.706	537	20.241	(10.800)	86.659	35.783	50.876	66.366	20.293
Neutralidade da Parcela A	13.202	5.641	(661)	6	-	-	(7.212)	10.976	-	10.976	8.540	2.436
Sobrecontratação de Energia	8.976	3.056	(7.634)	72	-	-	(1.263)	3.207	1.737	1.470	2.881	326
Resarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	24.226	10.304	(12.019)	1.144	(479)	-	-	23.175	13.775	9.400	12.086	11.089
Outros	44.148	64.175	(79.438)	1.484	1.016	20.241	(2.325)	49.301	20.271	29.030	42.859	6.442
Total Passivos Financeiros Setoriais	96.293	238.408	(117.810)	5.458	1.044	20.241	(28.627)	215.007	39.633	175.374	167.085	47.922

(a) CVA - Conta de compensação de variação de custos da “Parcela A”

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Atualmente, os principais gastos considerados como custos não gerenciáveis são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- Energia Elétrica Comprada para Revenda;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”);
- Encargos de Serviço do Sistema (“ESS”) e Encargos de Energia de reserva (“EER”);
- Rede Básica;
- Repasse de Itaipu;
- Transporte de Itaipu.

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 22 de março de 2020 a 21 de março de 2021, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação da CVA foi iniciada em 22 de março de 2021, logo após o final da vigência da Revisão Tarifária de março de 2021, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

Os créditos da Parcela “A” são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

(b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

- **Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.
- **Sobrecontratação:** as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.
- **Ressarcimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica:** refere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores. O principal item é a ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que passará a ser amortizado parte a partir da homologação do 5º ciclo de revisão tarifária periódica e outra parte a partir do próximo reajuste tarifário.
- **Outros Componentes Financeiros:** refere-se principalmente ao componente tarifário risco hidrológico.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(10) TRIBUTOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

	31/12/2021		31/12/2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(994)	(2.714)	(2.962)	(8.181)
Provisões para litígios	2.555	7.098	1.948	5.412
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	1.232	3.421	989	2.748
Programas de P&D e eficiência energética	786	2.182	640	1.779
Provisão relacionada a pessoal	234	651	228	632
Derivativos	(7.304)	(20.290)	(7.571)	(21.031)
Marcação a Mercado - Derivativos	957	2.659	(306)	(849)
Marcação a Mercado - Dívidas	(1.252)	(3.479)	(232)	(646)
Outros	1.799	5.043	1.342	3.774
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado	(28.460)	(79.055)	(7.590)	(21.082)
Reavaliação regulatória compulsória	(28.460)	(79.055)	(7.590)	(21.082)
Total	(29.453)	(81.769)	(10.551)	(29.263)

10.1 Expectativa do período de recuperação:

A expectativa do período de recuperação dos créditos e débitos fiscais diferidos registrados no passivo não circulante (em função de divulgar o saldo líquido considerando ativos e passivos), decorrentes dos valores ativos de diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis, estão baseados no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2022	11.663
2023	3.936
2024	3.936
2025	1.741
2026	1.741
2027 a 2029	3.671
2030 a 2032	1.931
Total	28.617

10.2 Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social:

	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	100.991	100.991	129.028	129.028
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Juros sobre o capital próprio	(22.903)	(22.903)	(22.595)	(22.595)
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(1.701)	(1.701)	(1.630)	(1.630)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	10.304	10.304	8.572	8.572
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	37.773	34.452	1.268	975
Base de cálculo	124.464	121.143	114.643	114.350
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(11.202)	(30.286)	(10.318)	(28.588)
Provisão para riscos fiscais	-	-	(26)	(172)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(11.202)	(30.285)	(10.344)	(28.760)
Corrente	(16.028)	(43.691)	(2.682)	(7.476)
Diferido	4.826	13.405	(7.662)	(21.284)

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

10.3 Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no patrimônio líquido:

	2021		2020	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Reserva de Reavaliação	(231.891)	(231.891)	26.858	26.858
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Total	20.870	57.973	(2.417)	(6.714)

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(11) OUTROS ATIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Adiantamentos - Familinvest	1.051	1.534	13	13
Adiantamentos - fornecedores	410	410	-	-
Serviços prestados a terceiros	2.272	1.975	-	-
Contas a receber - CDE	14.360	9.300	-	-
Adiantamentos a funcionários	1.270	1.232	-	-
Arrendamentos e alugueis de postes	4.978	2.608	-	-
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber	18.479	-	-	-
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(700)	(659)	-	-
Outros	2.597	2.059	-	-
Total	44.717	18.460	13	13

Contas a receber – CDE: refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 2.096 (R\$ 1.803 em 31 de dezembro de 2020), e (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 12.264 (R\$ 7.497 em 31 de dezembro de 2020), nota 21.3.

Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica: criado pelo Governo Federal no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG) como uma das medidas para enfrentamento do pior cenário de escassez hídrica da história do país. Os consumidores que reduziram o consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), limitado a 20% (vinte por cento), no período de setembro a dezembro de 2021 comparado ao de setembro a dezembro de 2020, receberam bônus no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh reduzido, desde que possuíssem histórico de medição. O referido bônus será custeado por encargo setorial específico, denominado Encargos de Serviço do Sistema (ESS), a ser repassado pela CCEE às distribuidoras. O saldo em Outros ativos circulantes no montante de R\$ 69.167 representa o valor a receber em função do citado programa e o saldo em Outros passivos circulantes representa o bônus concedido aos consumidores, sendo que deste montante R\$ 2 já foram pagos durante o exercício de 2021. O bônus será concedido aos consumidores nas faturas de janeiro e fevereiro de 2022, sendo que o reembolso às distribuidoras se dará na contabilização da CCEE de janeiro, a ser liquidada em março deste mesmo ano.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”):

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está detalhada abaixo:

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2019	(666)
Provisão revertida (constituída) líquida	7
Saldo em 31/12/2020	(659)
Provisão revertida (constituída) líquida	(41)
Saldo em 31/12/2021	(700)

(12) IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

	31/12/2021			31/12/2020	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Ativo Imobilizado					
<u>Em serviço</u>					
Distribuição	3,97%	2.495.206	(1.041.227)	1.453.979	1.117.060
Custo Histórico		1.592.866	(513.377)	1.079.489	987.675
Correção Monetária Especial		13.538	(13.258)	280	300
Reavaliação		888.802	(514.592)	374.210	129.085
Administração	7,73%	29.774	(16.649)	13.125	9.408
Custo Histórico		21.929	(12.852)	9.076	7.735
Correção Monetária Especial		755	(629)	126	123
Reavaliação		7.090	(3.167)	3.923	1.550
Subtotal		2.524.980	(1.057.876)	1.467.104	1.126.469
<u>Em Curso</u>		102.478	-	102.478	81.955
Distribuição		96.966	-	96.966	77.653
Administração		5.512	-	5.512	4.302
Subtotal		102.478	-	102.478	81.955
Total		2.627.458	(1.057.876)	1.569.582	1.208.424

A composição do intangível é como segue:

	31/12/2021			31/12/2020	
	Taxas anuais médias de depreciação (%)	Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Ativo Intagível					
<u>Em serviço</u>					
Distribuição	6,44%	32.610	(21.776)	10.834	7.167
Custo Histórico		15.193	(9.851)	5.341	5.642
Correção Monetária Especial		54	-	54	54
Reavaliação		17.364	(11.925)	5.439	1.471
Administração	20,00%	84.319	(75.383)	8.936	8.347
Custo Histórico		55.707	(47.365)	8.342	8.330
Reavaliação		28.612	(28.019)	594	18
Subtotal		116.929	(97.159)	19.770	15.514
<u>Em Curso</u>		15.744	-	15.744	10.433
Distribuição		7.058	-	7.058	2.599
Administração		8.687	-	8.687	7.834
Subtotal		15.744	-	15.744	10.433
Total		132.673	(97.159)	35.514	25.947

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2021	Valor Líquido em 31/12/2020
Ativo Imobilizado em Serviço											
Distribuição	1.973.833	8	(61.660)	151.767	431.197	61	2.495.206	90.115	(1.041.227)	1.453.979	1.117.060
Terrenos	14.054	-	-	-	2.788	(62)	16.780	-	-	16.780	14.054
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	31.668	-	(14)	633	4.170	-	36.457	619	(16.268)	20.190	17.670
Máquinas e Equipamentos	1.901.414	8	(53.390)	149.707	419.569	(1.502)	2.415.806	96.325	(1.010.649)	1.405.157	1.074.113
Veículos	19.601	-	(2.178)	1.327	3.153	1.618	23.521	(851)	(12.989)	10.533	10.021
Móveis e Utensílios	7.095	-	(6.079)	101	1.517	7	2.641	(5.978)	(1.321)	1.320	1.202
Administração	32.441	-	(11.865)	2.502	6.756	(61)	29.774	(9.362)	(16.649)	13.125	9.408
Terrenos	3.605	-	-	-	806	62	4.472	-	-	4.472	3.605
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	4.385	-	-	56	811	-	5.252	56	(3.315)	1.937	1.548
Máquinas e Equipamentos	19.836	-	(8.630)	1.832	4.210	564	17.812	(6.798)	(12.160)	5.653	3.436
Veículos	2.312	-	(1.266)	381	485	(680)	1.232	(885)	(913)	319	232
Móveis e Utensílios	2.304	-	(1.969)	233	444	(7)	1.005	(1.736)	(261)	744	588
Subtotal	2.006.274	8	(73.525)	154.270	437.953	-	2.524.980	80.753	(1.057.876)	1.467.104	1.126.469
Ativo Imobilizado em Curso											
Distribuição	77.653	168.776	-	(149.463)	-	-	96.966	19.313	-	96.966	77.653
Máquinas e Equipamentos	45.952	161.936	-	(148.714)	-	-	59.174	13.222	-	59.174	45.952
Outros	31.701	6.840	-	(749)	-	-	37.792	6.092	-	37.792	31.701
Administração	4.302	6.348	-	(5.042)	-	(96)	5.512	1.306	-	5.512	4.302
Máquinas e Equipamentos	1.175	2.019	-	(1.689)	-	-	1.506	331	-	1.506	1.175
Outros	3.127	4.328	-	(3.353)	-	(96)	4.006	975	-	4.006	3.127
Subtotal	81.955	175.124	-	(154.505)	-	(96)	102.478	20.619	-	102.478	81.955
Total do Ativo Imobilizado	2.088.229	175.132	(73.525)	(235)	437.953	(96)	2.627.458	101.372	(1.057.876)	1.569.582	1.208.424

O valor de R\$ 96 na coluna de Reclassificação refere-se ao valor transferido para unitização de Benfeitoria em Propriedade de Terceiros, constante na composição do Intangível, na linha Outros.

A composição das adições ao ativo imobilizado em curso no exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação/ Amortização	Outros Gastos	Total
Imobilizado em Curso	109.793	49.992	6.557	1.477	234	4.099	172.152
Terrenos	-	18	-	13	-	600	631
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	261	830	15	-	-	-	1.106
Máquinas e Equipamentos	106.340	46.461	6.062	1.379	233	3.480	163.955
Veiculos	2.987	19	-	-	-	-	3.006
Móveis e Utensílios	202	-	-	-	-	-	202
A Ratear	4	2.664	479	85	1	20	3.252
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	2.971	2.971
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	235	235
Material em Depósito	-	-	-	-	-	2.012	2.012
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	266	266
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	459	459
Total	109.793	49.992	6.557	1.477	234	7.071	175.124

A movimentação da conta máquinas e equipamentos da atividade de distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassificação	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	1.901.414	8	(53.390)	149.707	419.569	(1.502)	2.415.806	96.325
Transformador de Distribuição	258.680	-	(13.771)	21.490	89.296	4	355.700	7.720
Medidor	145.944	-	(5.615)	4.383	35.349	-	180.061	(1.232)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	332.516	-	(8.296)	43.322	62.680	81	430.303	35.026
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	664.763	-	(16.386)	63.708	148.297	224	860.606	47.322
Redes Alta Tensão (69 kV)	67.443	-	118	4.325	11.899	188	83.973	4.444
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	12.638	-	-	-	2.654	-	15.292	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	72.366	-	(931)	1.943	11.197	(243)	84.332	1.013
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	54.021	-	(505)	5.399	13.980	316	73.211	4.894
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	200.461	-	(505)	327	29.422	(317)	229.387	(179)
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	12.594	-	(18)	-	2.811	-	15.386	(18)
Demais Máquinas e Equipamentos	79.989	8	(7.480)	4.808	11.984	(1.754)	87.556	(2.664)

A composição do intangível é como segue:

	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassificação	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)- (B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2021	Valor Líquido em 31/12/2020
Ativo Intangível em Serviço											
Distribuição	20.902	-	-	284	11.328	96	32.610	284	(21.776)	10.834	7.167
Servidões	5.012	-	-	-	859	-	5.871	-	-	5.871	5.012
Softwares	13.409	-	-	49	2.949	-	16.406	49	(15.799)	607	962
Outros	2.482	-	-	235	7.520	96	10.333	235	(5.977)	4.356	1.193
Administração	67.187	-	-	3.451	13.681	-	84.319	3.451	(75.383)	8.936	8.347
Softwares	66.835	-	-	3.451	13.610	-	83.896	3.451	(75.383)	8.513	7.995
Outros	352	-	-	-	71	-	423	-	-	423	352
Subtotal	88.090	-	-	3.735	25.009	96	116.929	3.735	(97.159)	19.770	15.514
Ativo Intangível em Curso											
Distribuição	2.599	4.658	-	(49)	-	(150)	7.058	4.609	-	7.058	2.599
Servidões	2.528	4.347	-	-	-	-	6.875	4.347	-	6.875	2.528
Outros	71	311	-	(49)	-	(150)	183	262	-	183	71
Administração	7.834	4.154	-	(3.451)	-	150	8.687	703	-	8.687	7.834
Outros	7.834	4.154	-	(3.451)	-	150	8.687	703	-	8.687	7.834
Subtotal	10.433	8.811	-	(3.500)	-	-	15.744	5.312	-	15.744	10.433
Total do Ativo Intangível	98.522	8.811	-	235	25.009	96	132.673	9.046	(97.159)	35.514	25.947

As principais taxas anuais de depreciação/amortização por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

	Taxas anuais de depreciação (%)
Distribuição	
Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
Administração central	
Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(13) FORNECEDORES

	31/12/2021	31/12/2020
Encargos de Uso da Rede Elétrica	67.457	36.635
Suprimento de Energia Elétrica	69.234	88.374
Materiais e serviços	31.968	31.837
Outros	1.863	1.785
Total	170.522	158.631
<u>Não circulante</u>		
Materiais e serviços	484	949
Total	484	949

(14) EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

14.1 Abertura de Endividamento Total:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pqto Juros	Frequência Pqto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortização	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						Total	
																2023	2024	2025	2026	2027	2028+		
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.894	171.400	280.037	453.330												46.939	46.939	44.037	142.122	-	-	-	280.037
Lei 4131 - Merrill Lynch	52	134.381	-	134.433	Sim	set-18	Aval/Fiança	Euro	0,01	mar-22	Semestral	mar-22	mar-22	Amortização: Parcela única em março de 2022	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
Lei 4131 - BNP PARIBAS	84	39.494	-	39.578	Sim	mai-19	Aval/Fiança	US\$	0,03	mar-22	Semestral	mar-22	mar-22	Amortização: Parcela única em julho de 2022	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	997	-	140.816	141.813	Sim	fev-20	Aval/Fiança	US\$	0,02	mar-22	Semestral	fev-23	fev-25	Amortização: 03 Parcelas anuais a partir de fevereiro de 2023	Outro, especif. no cronograma	46.939	46.939	46.939	-	-	-	-	140.816
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	761	-	150.939	151.701	Sim	set-21	Aval/Fiança	US\$	0,02	mar-22	Semestral	set-26	set-26	Amortização: Parcela única em setembro de 2026	Bullet (final)	-	-	-	150.939	-	-	-	150.939
Marcação a mercado	-	(2.475)	(11.719)	(14.194)												-	-	(2.902)	(8.817)	-	-	-	(11.719)
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	2.348	20.827	517.283	540.458												122.319	128.676	33.420	33.454	33.479	165.936	517.283	
Debênture- CPJG13	1.613	-	190.000	191.613	Sim	jun-19	Aval/Fiança	TJLP	1,07	mai-22	Semestral	mai-23	mai-24	Amortização: 2 parcelas (Maio/2023 e Maio/2024)	Outro, especif. no cronograma	95.000	95.000	-	-	-	-	-	190.000
BNDES- FINEM 18/19	308	21.218	116.698	138.224	Sim	dez-18	Aval/Fiança	Pré	0,05	jan-22	Mensal	jan-22	jun-28	Indexador: TLP. Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral	SAC	21.218	21.218	21.218	21.218	21.218	10.609	116.698	
BNDES- FINEM 20/21	427	-	214.020	214.447	Sim	jun-20	Aval/Fiança	Selic	0,04	mar-22	Trimestral	jul-23	abr-40	Mensal após 07/23	Outro, especificar em obs.	6.357	12.714	12.714	12.714	12.714	156.806	214.020	
Gastos com captação de empréstimos	-	(391)	(3.291)	(3.682)												(226)	(226)	(453)	(453)	(453)	(1.480)	(3.291)	
Gastos com captação debêntures	-	-	(143)	(143)												(30)	(30)	(59)	(25)	-	-	-	(143)
Total por Dívida	4.242	192.227	797.320	993.788																			
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.894	171.400	280.037	453.330																			
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	2.348	20.827	517.283	540.458																			

14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente?	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pqto Juros	Frequência Pqto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização						Total			
													2023	2024	2025	2026	2027	2028+				
Ativos Financeiros	134.378	29.451	163.829										9.817	9.817	9.817	-	-	-	-	-	-	29.451
Caixa e Aplicações Financeiras	134.378	29.451	163.829										9.817	9.817	9.817	-	-	-	-	-	-	29.451
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	91.005	-	91.005										-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aplic. Financ. Outros Fundos de Invest.	2.303	-	2.303										-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Merrill Lynch	30.103	-	30.103	Sim	CDI	102,60%CDI	mar-22	Semestral	mar-22	mar-22	mar-22	mar-22	Amortização: Parcela única em março de 2022	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP Paribas	10.967	-	10.967	Sim	CDI	104,60%CDI	mar-22	Trimestral	mar-22	mar-22	mar-22	mar-22	Amortização: Parcela única em março de 2022	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	-	29.451	29.451	Sim	CDI	CDI+0,8%	mar-22	Semestral	fev-25	fev-25	fev-25	fev-25	Amortização: 2023, 2024 e 2025	Bullet (final)	9.817	9.817	9.817	-	-	-	-	29.451

14.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Vencimento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Valor Justo (*)
Swap - Lei 4131	Merrill Lynch	set-18	mar-22	EUR+0,9607% a.a.	102,60%CDI	102.000	30.103
Swap - Lei 4131	BNP Paribas	mai-19	mar-22	USD+3,60% a.a.	104,60%CDI	28.000	10.967
Swap - Lei 4131	Bank of N. Scotia	fev-20	fev-25	USD+2,437% a.a.	100%CDI+0,8%	108.000	29.451
Swap - Lei 4131	Bank of N. Scotia	set-21	set-26	USD+2,18% a.a.	100%CDI+1,29%	142.000	(247)
Total						380.000	70.275

* Positivo derivativo Ativo e negativo derivativo Passivo.

14.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	31/12/2021	31/12/2020
Dívida Bruta	4.242	192.474	797.320	994.035	813.722
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	1.894	171.400	280.037	453.330	365.725
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	2.348	20.827	517.283	540.458	447.997
Derivativos a Pagar	-	247	-	247	-
(-) Ativos Financeiros	-	(134.378)	(29.451)	(163.829)	(223.205)
Alta Liquidez	-	(91.005)	-	(91.005)	(135.653)
Demais Aplicações Financeiras	-	(2.303)	-	(2.303)	-
Derivativos a Receber	-	(41.070)	(29.451)	(70.521)	(87.552)
Dívida Líquida	4.242	58.096	767.868	830.206	590.517

14.5 Movimentação dos Empréstimos e financiamentos:

Modalidade	Saldo em 31/12/2020	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2021
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pós Fixado							
IPCA	262.001	80.440	(20.109)	43.050	-	(12.711)	352.672
Total ao custo	262.001	80.440	(20.109)	43.050	-	(12.711)	352.672
Gastos com captação (*)	(4.135)	-	-	453	-	-	(3.682)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	232.394	142.000	(60.899)	5.983	19.879	(6.265)	333.092
Euro	135.914	-	-	1.114	(1.481)	(1.114)	134.433
Marcação a mercado	(2.583)	-	-	(11.611)	-	-	(14.194)
Total ao valor justo	365.725	142.000	(60.899)	(4.514)	18.397	(7.379)	453.329
Total	623.591	222.440	(81.007)	38.989	18.397	(20.091)	802.319
Circulante	84.447						194.856
Não circulante	539.144						607.463

Modalidade	Saldo em 31/12/2019	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2020
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pré Fixado	10.393	-	(10.369)	378	-	(403)	-
Pós Fixado							
TJLP	11.931	-	(11.891)	223	-	(263)	-
IPCA	152.123	115.000	(14.089)	18.550	-	(9.583)	262.001
Selic	2.792	-	(2.836)	76	-	(32)	-
CDI	20.210	-	(20.500)	352	-	(62)	-
Cesta de moedas	1.694	-	(1.796)	122	-	(19)	-
Total ao custo	199.142	115.000	(61.481)	19.700	-	(10.362)	262.001
Gastos com captação (*)	(3.320)	(1.242)	-	427	-	-	(4.135)
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	91.514	108.000	(18.825)	6.086	50.570	(4.950)	232.394
Euro	95.989	-	-	1.047	39.905	(1.027)	135.914
Marcação a mercado	(1.153)	-	-	(1.429)	-	-	(2.583)
Total ao valor justo	186.350	108.000	(18.825)	5.704	90.475	(5.978)	365.725
Total	382.172	221.758	(80.305)	25.831	90.475	(16.340)	623.591
Circulante	59.933						84.447
Não Circulante	322.239						539.144

(*) Referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

14.6 Condições restritivas dos empréstimos e financiamentos:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia"). Ainda, o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso, com base nas demonstrações financeiras societárias. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societárias consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia para fins de apuração de covenants leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

14.7 Movimentação das Debêntures:

<u>Modalidade</u>	<u>Saldo em 31/12/2020</u>	<u>Encargos, atualização monetária e marcação a mercado</u>	<u>Encargos pagos</u>	<u>Saldo em 31/12/2021</u>
Mensuradas ao custo				
Pós fixado				
CDI	190.334	8.837	(7.558)	191.613
Total ao custo	190.334	8.837	(7.558)	191.613
Gastos com captação (*)	(203)	59	-	(143)
Total	190.131	8.896	(7.558)	191.470
Circulante	334			1.613
Não circulante	189.797			189.857

<u>Modalidade</u>	<u>Saldo em 31/12/2019</u>	<u>Encargos, atualização monetária e marcação a mercado</u>	<u>Encargos pagos</u>	<u>Saldo em 31/12/2020</u>
Mensuradas ao custo - Pós fixado				
CDI	190.804	5.601	(6.071)	190.334
Total ao custo	190.804	5.601	(6.071)	190.334
Gastos com captação (*)	(262)	59	-	(203)
Total	190.542	5.660	(6.071)	190.131
Circulante	804			334
Não circulante	189.738			189.797

(*) Referem-se aos custos de captação diretamente atribuíveis a emissão das respectivas dívidas, mensuradas ao custo.

14.8 Condições restritivas das Debêntures:

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso, com base nas demonstrações financeiras societárias. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2021.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societárias consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2021, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(15) ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	156	138	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	2.011	-	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	23.044	3.875	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	14.330	13.001	429	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	10.655	9.963	252	301
EPE / FNDCT	282	249	-	-
Total	50.478	27.226	681	301

Bandeiras tarifárias e outros – O saldo de 31 de dezembro de 2021 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha - escassez hídrica) faturada em dezembro de 2021 e ainda não homologada. O saldo de 31 de dezembro de 2020 refere-se basicamente a bandeira tarifária (vermelha - patamar 2) faturada em dezembro de 2020 e homologada pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) no primeiro trimestre de 2021.

Programas de eficiência energética – PEE e Pesquisa e desenvolvimento – P&D: a Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente, a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelece que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os Programas de P&D e Eficiência Energética, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária. Os recolhimentos à CDE são realizados no dia 10 de cada mês, sendo que o primeiro recolhimento foi realizado no mês de abril de 2021.

(16) TRIBUTOS

	31/12/2021	31/12/2020
<u>Circulante</u>		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	33.563	25.241
Programa de integração social - PIS	774	-
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.660	-
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	1.303	-
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	1.091	-
IRRF sobre juros sobre o capital próprio	1.008	3.389
Outros	1.832	1.846
Total	43.231	30.476

(17) PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	31/12/2021		31/12/2020	
	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	14.719	3.546	13.024	3.666
Cíveis	612	245	460	275
Fiscais	20.587	18.745	9.387	18.322
Imposto de renda	5.466	-	-	-
Contribuição social	733	-	-	-
Outras	14.388	18.745	9.387	18.322
Outros	494	-	451	54
Total	36.412	22.536	23.322	22.316

A movimentação das provisões para litígios está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2021
Trabalhistas	13.024	1.678	(1.007)	(367)	1.390	14.719
Cíveis	460	2.413	(299)	(2.072)	109	612
Fiscais	9.387	10.048	(9)	(20)	1.182	20.587
Outros	451	-	-	-	43	494
Total	23.322	14.139	(1.315)	(2.459)	2.725	36.412

As provisões para litígios fiscais, cíveis, trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- a) **Trabalhistas:** as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações).
- b) **Cíveis:** as principais causas cíveis relacionam-se a danos pessoais, como pleitos de indenizações relacionados a acidentes ocorridos na rede elétrica da Companhia, danos a consumidores, acidentes com veículos, entre outros.
- c) **Fiscais:** refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo a CPMF e PIS e COFINS.
- d) **Outros:** refere-se principalmente a ações relacionadas à natureza regulatória.

Perdas possíveis:

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis, devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis estavam assim representadas:

	31/12/2021	31/12/2020	Principais causas
Trabalhistas	10.377	26.504	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	18.431	14.698	Ações indenizatórias, danos elétricos, revisão de contratos e ações possessórias
Fiscais	149.137	149.425	Imposto de renda e contribuição social
Fiscais - Outros	50.082	51.116	INSS, ICMS, FINSOCIAL e PIS e COFINS
Regulatórias	464	664	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômica-financeira
Total	228.492	242.407	

Em relação às contingências trabalhistas o Supremo Tribunal Federal reafirmou em dezembro a aplicação do IPCA-E para os débitos na fase pré-processual e a SELIC para após o ajuizamento das ações, mantendo modulação dos efeitos da decisão, conforme andamento processual, respaldando os pagamentos já realizados com a atualização pela TR. A Administração da Companhia esclarece que realiza a liquidação individualizada dos casos trabalhistas, nos termos das respectivas decisões e não identificou em análise preliminar alteração material. Assim, a Companhia permanece acompanhando a aplicação das decisões do STF aos seus casos até que sobrevenha solução legislativa para alteração da TR.

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

(18) OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Consumidores e concessionárias	7.265	6.087	-	-
Fundo de reversão	180	185	2.840	3.025
Adiantamentos	10.920	6.611	577	783
Descontos tarifários - CDE	3.578	14.961	-	-
Juros sobre empréstimo compulsório	346	346	-	-
Convênios de arrecadação	3.854	3.823	-	-
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber (nota 11)	18.479	-	-	-
Outros	1.377	1.708	583	508
Total	45.998	33.721	4.001	4.316

Consumidores e concessionárias: referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos.

Fundo de reversão: refere-se a recursos derivados da reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do SPEE (Decreto Federal nº 41.019/1957), aplicado pela Companhia na expansão do Serviço Público de Energia Elétrica. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. Sua eventual liquidação ocorreria de acordo com determinações do poder concedente. Através do Decreto Lei nº 9.022/2017 foi determinado que mensalmente, a Companhia a partir de janeiro de 2018, deveria amortizar integralmente os débitos com o fundo até dezembro de 2026.

Adiantamentos: referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços e adiantamento relativo ao aluguel de postes.

Descontos tarifários – CDE: refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

Convênios de arrecadação: referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

(19) OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Valor Bruto em 31/12/2020	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros	Valor Bruto em 31/12/2021	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2021
Em serviço	272.750	8	-	20.258	75.520	(5)	368.531	20.266	(190.213)	178.318
Participação da União, Estados e Municípios	3.199	-	-	-	-	-	3.199	-	(1.295)	1.903
Participação Financeira do Consumidor	196.177	-	-	13.439	75.520	(5)	285.131	13.439	(170.537)	114.594
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	52.882	-	-	6.820	-	-	59.702	6.820	(13.527)	46.175
Pesquisa e Desenvolvimento	296	8	-	-	-	-	304	8	(83)	221
Outros	20.195	-	-	-	-	-	20.195	-	(4.770)	15.425
Ultrapassagem de demanda	7.100	-	-	-	-	-	7.100	-	(1.666)	5.434
Excedente de reativos	13.095	-	-	-	-	-	13.095	-	(3.104)	9.991
(-) Amortização Acumulada - AIS	(129.111)	(11.288)	-	-	(49.813)	-	(190.213)	(11.288)		
Participação da União, Estados e Municípios	(1.173)	(122)	-	-	-	-	(1.295)	(122)		
Participação Financeira do Consumidor	(112.392)	(8.332)	-	-	(49.813)	-	(170.537)	(8.332)		
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(11.458)	(2.069)	-	-	-	-	(13.527)	(2.069)		
Pesquisa e Desenvolvimento	(71)	(12)	-	-	-	-	(83)	(12)		
Outros	(4.017)	(753)	-	-	-	-	(4.770)	(753)		
Ultrapassagem de demanda	(1.402)	(264)	-	-	-	-	(1.666)	(264)		
Excedente de reativos	(2.615)	(490)	-	-	-	-	(3.104)	(490)		
Em curso	19.460	15.705	-	(20.258)	-	-	14.907	(4.553)	-	14.907
Participação da União, Estados e Municípios	107	-	-	-	-	-	107	-	-	107
Participação Financeira do Consumidor	12.360	-	-	(5.653)	-	-	6.707	(5.653)	-	6.707
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	735	6.833	-	(6.820)	-	-	748	13	-	748
Pesquisa e Desenvolvimento	289	-	-	-	-	-	289	-	-	289
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	1.647	-	-	-	-	-	1.647	-	-	1.647
Valores Pendentes de Recebimento	4.323	8.873	-	(7.786)	-	-	5.409	1.087	-	5.409
Total	163.099	4.425	-	-	25.707	(5)	193.226	4.425	(190.213)	193.226

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

	31/12/2021			
	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	4,01%	189.344	179.187	368.531
Participação da União, Estados e Municípios		3.199	-	3.199
Participação Financeira do Consumidor		105.944	179.187	285.131
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		59.702	-	59.702
Pesquisa e Desenvolvimento		304	-	304
Outros		20.195	-	20.195
Ultrapassagem de demanda		7.100	-	7.100
Excedente de reativos		13.095	-	13.095
(-) Amortização Acumulada		(79.075)	(111.138)	(190.213)
Participação da União, Estados e Municípios		(1.295)	-	(1.295)
Participação Financeira do Consumidor		(59.400)	(111.138)	(170.537)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(13.527)	-	(13.527)
Pesquisa e Desenvolvimento		(83)	-	(83)
Outros		(4.770)	-	(4.770)
Ultrapassagem de demanda		(1.666)	-	(1.666)
Excedente de reativos		(3.104)	-	(3.104)
Total		110.269	68.049	178.318

(20) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2021 e 2020 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	359.058.396	359.058.396	100,00
Total	359.058.396	359.058.396	100,00

20.1 Gestão do capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA, apurados através das Demonstrações Financeiras societárias.

Ao longo de 2021, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,45 vezes o EBITDA em 2021 (3,09 vezes em 2020), no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, maior do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

20.2 Dividendos e Juros sobre o capital próprio (“JCP”)

Na AGO de 29 de abril de 2021 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2020, através de (i) juros sobre o capital próprio no montante de R\$ 22.595 (R\$ 19.206 líquido de IRRF) declarado em dezembro de 2020, e (ii) declaração de dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 3.337.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2021:

- Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 16.181 (R\$ 13.753 líquido de IRRF), os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, aprovado em AGE de 26 de agosto de 2021;
- Dividendo intermediário no montante de R\$ 80.498, os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, utilizando-se da Reserva Estatutária de Reforço de Capital de Giro, aprovado em AGE de 7 de outubro de 2021;
- Dividendo intermediário no montante de R\$ 80.000, os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, aprovado em AGE de 14 e 20 de dezembro de 2021;
- Juros sobre capital próprio no montante de R\$ 6.722 (R\$ 5.714 líquido de IRRF), os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2021, aprovado em AGE de 31 de dezembro de 2021;
- Dividendo adicional proposto no montante de R\$ 64.494, que será deliberado na Assembleia geral ordinária em abril de 2022.

No exercício de 2021, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 196.794 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

20.3 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 135.926, que compreende:

- reserva legal de R\$ 34.082: sem constituição em 2021 devido ao total da reserva constituída em exercícios anteriores representar vinte por cento do montante do capital social;
- reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 101.843: sendo R\$ 262.341 constituída até 2020, devido ao cenário macroeconômico e as incertezas quanto à hidrologia na época, sendo que o valor de R\$ 160.498 foi liquidado durante o exercício de 2021 como dividendo intermediário.

20.4 Outros resultados abrangentes

Refere-se a reserva de reavaliação no montante de R\$ 208.705 (R\$ 55.657 em 31 de dezembro de 2020), líquido de imposto de renda e contribuição social, correspondente aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010.

20.5 Destinação do lucro líquido societário do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	2021
Lucro líquido societário do exercício	87.389
Realização da reserva de correção monetária especial "CME"	8
Lucro líquido societário - base para destinação	87.397
Juros sobre o capital próprio	(22.903)
Dividendo adicional proposto	(64.494)

(21) RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Fornecimento - Faturado	487.307	475.490	2.014.870	2.057.024	742.891	578.242
Residencial	431.718	419.006	888.573	870.453	347.792	264.134
Industrial	3.062	3.175	237.033	279.428	93.697	86.738
Comercial	23.044	23.578	285.862	297.013	114.246	91.876
Rural	24.079	24.450	310.809	321.604	89.150	66.645
Poder público	4.145	4.056	54.548	50.416	20.873	14.779
Iluminação pública	533	508	125.021	127.673	33.823	21.932
Serviço público	726	717	113.024	110.436	43.309	32.139
Consumo próprio	110	117	1.692	1.821	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			234.562	323.552	52.190	67.994
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					939.582	843.171
Consumidores Cativos					723.373	688.637
Consumidores Livres					216.210	154.534
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					16.483	8.905
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					164.073	30.032
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					73.889	31.307
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					40.580	3.149
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					49.604	(4.425)
Outras Receitas Vinculadas					113.929	89.871
Serviços Cobráveis					1.251	1.064
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					112.678	88.807
Total	487.417	475.607	2.251.123	2.382.397	2.029.148	1.618.215

21.1 Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos:

No procedimento de regulação tarifária ("PRORET"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN da ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, essa obrigação especial passou a ser amortizada, e os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser apropriados em ativos e passivos financeiros setoriais, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET. Os valores constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais entre setembro de 2015 e fevereiro de 2017 passaram a ser amortizados a partir de 2021 em função do 5º ciclo de revisão tarifária periódica.

Em função da renovação da concessão em 2015, os valores constituídos a partir de março de 2017 passaram a ser amortizados conforme os demais itens da tarifa da conta de ativos e passivos financeiros setoriais, ou seja, no momento da homologação do RTA, conforme orientação do Ofício Circular nº 112/2017-SFF/ANEEL e do submódulo 2.1 A Procedimentos gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica ("ABRADEE") conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) passivos financeiros

setoriais e (ii) obrigações especiais as quais estão sendo amortizadas e apresentadas líquido no passivo Obrigações vinculadas à concessão do serviço, em atendimento ao CPC 25.

21.2 Revisão Tarifária Periódica (“RTP”) e Reajuste Tarifário Anual (“RTA”):

Em 16 de março de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.837, que fixou a revisão tarifária periódica da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2021, em 17,19%, sendo 16,98% referentes ao reajuste tarifário econômico e 0,21% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é 9,95%.

Em 17 de março de 2020, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.668, relativo ao resultado da RTA de 2020, que fixou o reajuste médio das tarifas da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2020, em +10,71%, sendo +3,20% referentes ao reajuste tarifário econômico e +7,51% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é de +0,20.

21.3 Aporte CDE - Baixa renda e demais subsídios tarifários:

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2021, foi registrada receita de R\$ 94.199 (R\$ 88.807 em 2020), sendo (i) R\$ 10.996 (R\$ 13.187 em 2020) referentes à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 76.882 (R\$ 71.697 em 2020) referentes a outros descontos tarifários e (iii) R\$ 6.321 de subvenção CCRBT (R\$ 3.923 em 2020).

21.4 Conta de desenvolvimento energético (“CDE”):

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória (“REH”) nº 2.814, de 01 de dezembro de 2020 e REH nº 2.833, de 17 de fevereiro de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, relativas à competência de janeiro e fevereiro de 2021, respectivamente.

A REH nº 2.834, de 02 de março de 2021, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE, com vigência a partir da competência de março de 2021 até a aprovação do orçamento anual da CDE 2021 e respectivas quotas anuais.

A REH nº 2.864, de 05 de maio de 2021, efetuou a homologação definitiva das quotas de 2021.

Criada por meio da REN nº 885, de 23 de junho de 2020, a Conta-Covid teve suas quotas homologadas por meio do despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, posteriormente retificadas por meio do despacho nº 939 de 05 de abril de 2021, os valores são pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário da distribuidora.

(22) CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2021	2020	2021	2020
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	515.450	527.738	179.727	180.065
PROINFA	52.058	55.075	17.440	14.341
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado e contratos bilaterais e energia de curto prazo	2.095.914	2.169.968	523.231	398.558
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(66.229)	(54.844)
Subtotal	2.663.423	2.752.781	654.169	538.121
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			193.787	183.754
Encargos de transporte de itaipu			14.849	15.427
Encargos de conexão			9.019	8.046
Encargos de uso do sistema de distribuição			12.275	6.338
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			105.723	6.315
Encargos de energia de reserva - EER			8.523	12.255
Crédito de PIS e COFINS			(31.834)	(21.470)
Subtotal			312.342	210.664
Total			966.511	748.785

(*) Conta de Energia de Reserva

O aumento no ESS líquido do repasse do CONER representa principalmente o aumento expressivo no custo com segurança energética para fazer frente ao cenário energético desfavorável em 2021.

(23) PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2021	2020
Pessoal		
Remuneração	30.927	28.727
Encargos	8.413	8.112
Previdência privada - Corrente	529	586
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	10	13
Programa de demissão voluntária	2	-
Despesas rescisórias	1.055	743
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	4.583	4.235
Outros benefícios - Corrente	10.619	9.652
Outros	531	676
Subtotal	56.669	52.745
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	661	1.287
Benefícios dos administradores	482	804
Subtotal	1.143	2.091
Total	57.812	54.835

(24) RESULTADO FINANCEIRO

<u>Receitas</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Rendas de aplicações financeiras	6.651	4.445
Acréscimos e multas moratórias	16.384	14.298
Atualização de créditos fiscais	5.639	3.572
Atualização de depósitos judiciais	522	389
Atualizações monetárias e cambiais	22.798	102.580
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	694	929
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	11.532	5.029
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(2.581)	(1.759)
Outros	2.832	1.792
Total	64.470	131.276
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(30.394)	(24.880)
Atualizações monetárias e cambiais	(57.222)	(108.841)
(-) Juros capitalizados	1.669	2.077
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(4.497)	(4.540)
Outros	(8.181)	(3.923)
Total	(98.625)	(140.106)
Resultado Financeiro	(34.155)	(8.830)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,09% a.a. em janeiro e fevereiro e 7,02% a.a. a partir de março de 2021 (8,09% a.a. em 2020) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos das perdas com instrumentos derivativos no montante de R\$ 3.670 (ganho de R\$ 94.107 em 2020) (nota 28).

(25) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2021, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S.A.: Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.: Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S.A..

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- c) Imobilizado, intangível, materiais e prestação de serviços:** refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- d) Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos:** a Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as

regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avalia as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da Administração em 2021, conforme requerido pelo CPC 05 (R1) – Partes Relacionadas foi de R\$ 1.143 (R\$ 2.090 em 2020). Este valor é composto por R\$ 917 (R\$ 1.774 em 2020) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 9 (R\$ 53 em 2020) de benefícios pós-emprego e R\$ 217 (R\$ 263 em 2020) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se a valores registrados pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China), referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações envolvendo acionistas controladores da CPFL Energia:

Empresas	Despesa/custo	
	2021	2020
Encargos - Rede básica		
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	17.572	15.055

Transações envolvendo controladas e controladas em conjunto da CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa/custo	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
Alocação de despesas entre empresas								
Companhia Paulista de Força e Luz	142	213	622	576	-	-	5.552	5.320
Companhia Piratininga de Força e Luz	86	117	499	426	-	-	4.490	3.968
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.	81	128	88	55	-	-	(362)	(542)
CPFL Energia S.A.	1	1	-	-	-	-	(21)	(12)
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	1	-	12	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	-	-	(5)	(15)
Arrendamento e aluguel								
CLION Comercialização de Energia Elétrica Ltda.	-	-	-	-	1	-	-	-
CPFL Planalto Ltda.	-	-	-	-	2	2	-	-
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	-	-	-	-	147	119
CPFL C Geradoras Ltda.	-	-	-	-	-	1	-	-
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	-	-	2	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	-	-	-	-	289	129	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	-	-	-	49	80	-	-
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia S.A.	-	-	5.714	22.543	-	-	-	-
Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviço								
Companhia Paulista de Força e Luz	-	-	77	-	-	-	17	-
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A. (*)	40.956	191	6.738	4.454	-	-	11.130	13.231
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	19	19	182	250	-	-	2.888	2.735
Nect Serviços Administrativos Ltda.	-	-	99	106	-	-	1.286	1.223
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	-	2	-	-	12	12	-	-
CPFL Eficiência Energética S.A.	-	-	-	-	-	-	1.237	-
TI Nect Serviços de Informática Ltda.	-	-	54	54	-	-	(1)	(1)
Nect Serviços Administrativos de Recursos Humanos Ltda.	-	-	73	64	-	-	847	781
Nect Serviços Administrativos Financeiros Ltda.	-	-	150	134	-	-	1.791	1.650
Nect Serviços Administrativos de Suprimentos e Logísticas Ltda. (*)	31	-	187	142	-	-	2156	1.851
Compra e venda de energia e encargos								
CPFL Geração de Energia S.A.	-	-	-	-	98	1.339	-	31
Paulista Lajeado Energia S.A.	-	-	2.792	2.513	-	-	31.810	31.721
Centrais Elétricas da Paraíba S.A.	-	-	157	126	-	-	1.739	503
CPFL Centrais Geradoras Ltda.	-	-	-	1	-	109	-	-
BAESA-Energética Barra Grande S.A.	-	-	5	6	-	-	75	72
CERAN-Companhia Energética Rio das Antas	-	-	22	20	-	-	250	239
Foz do Chapecó Energia S.A.	-	-	36	33	-	-	312	299
CPFL Renováveis - Consolidado	-	-	126	82	1.506	-	1.754	1.599
CPFL Serviços, Equipamentos, Indústria e Comércio S.A.	-	-	-	-	-	-	-	-
CPFL Atende Centro de Contatos e Atendimento Ltda.	7	7	-	-	-	-	-	-
CPFL Total Serviços Administrativos Ltda.	8	20	-	-	-	-	-	-
CPFL Transmissão Piracicaba S.A.	-	-	-	-	-	-	12	10
CPFL Transmissão Morro Agudo S.A.	-	-	-	-	-	-	13	11
Companhia Estadual de Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-T	-	-	141	-	-	-	428	-
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	133	365

(*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados como Ativo contratual da Companhia o montante de R\$ 40.814 no exercício de 2021 (R\$ 42.705 em 2020), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(26) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades.

As principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2021
Ativo imobilizado	Incêndio, raio, explosão, quebra de máquinas, danos elétricos e risco de engenharia	127.000
Transporte	Transporte nacional	44.251
Responsabilidade civil	Distribuidoras de energia elétrica	35.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	47.653
Garantia	Seguro Garantia	73.870
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		477.774

Para o seguro de responsabilidade civil dos administradores, a importância segurada é compartilhada entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago individualmente por cada empresa envolvida, sendo o faturamento base de critério do rateio.

(27) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve o Conselho de Administração e Fiscal da controladora CPFL Energia, Comitês de Assessoramento do Conselho de Administração, Diretoria Executiva, Diretoria de Auditoria, Riscos, Compliance e DPO (*Data Protection Officer*), bem como as áreas de negócio. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gestão Corporativa de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Deliberar sobre as propostas de indicadores de risco e as metodologias de limite de risco recomendadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem desses limites.
- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Observar as responsabilidades previstas no Regimento Interno do Conselho de Administração.
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos
- Tomar conhecimento e acompanhar eventuais importantes fragilidades de controles e/ou processos, assim como falhas de aderência regulatória relevantes acompanhando planos propostos pela Diretoria Executiva da CPFL Energia para saná-los.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração, desempenhando seu(s) papel(is) de órgão(s) técnico(s), tomar conhecimento (i) dos modelos de monitoramento dos riscos, (ii) das exposições aos riscos e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), bem como acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo a gestão de riscos. Adicionalmente, orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento.

Ao Conselho Fiscal da CPFL Energia compete, entre outros, certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração e divulgação das demonstrações contábeis regulatórias aos quais a Companhia está exposta, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva cabe:

- Recomendar indicadores de risco e metodologias de limite ou limites de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Observar os limites de risco definidos, devendo tomar as medidas necessárias para evitar que a exposição aos riscos exceda tais limites e reportar eventuais ultrapassagens ao Conselho de Administração da CPFL Energia, apresentando ações de mitigação;
- Recomendar alterações no Mapa Corporativo de Riscos ao Conselho de Administração da CPFL Energia para deliberação;
- Avaliar, pelo menos anualmente, a eficácia desta Política e dos sistemas de gerenciamento de riscos e de controles internos, bem como do programa de integridade/conformidade (*compliance*) e prestar contas ao conselho de administração sobre essa avaliação;
- Submeter ao Conselho de Administração da CPFL Energia assuntos que julgar pertinentes para o efetivo monitoramento dos riscos corporativos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO é responsável pela (i) coordenação do processo de gestão de riscos da Companhia, desenvolvendo e mantendo atualizadas metodologias de Gestão Corporativa de Riscos que envolvam a identificação, mensuração, monitoramento e reporte dos riscos aos quais a Companhia está exposta, (ii) monitoramento periódico das exposições aos riscos e acompanhamento da implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios, (iii) acompanhamento e reporte dos status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados, e (iv) avaliação do ambiente de controles internos da Companhia e interação com os respectivos Gestores dos Negócios, buscando a definição de planos de ação no caso de deficiências identificadas.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 28. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais, à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 28.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2021 se observou uma sequência de hidrologia desfavorável, sendo a pior do histórico para o período de abril a setembro, o que acarretou uma série de ações mitigatórias, pelo governo, quanto ao risco de suprimento.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de *software* Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(28) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como

segue:

	Nota Explicativa	Categoria	Mensuração	Nível(*)	31/12/2021	
					Contábil	Valor Justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	(b)	Nível 1	91.005	91.005
Investimentos Temporários	8	(a)	(b)	Nível 1	2.303	2.303
Instrumentos financeiros Derivativos	28	(a)	(b)	Nível 2	70.521	70.521
Total					163.829	163.829
Passivo						
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	(a)	Nível 2 (***)	348.990	348.990
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	(b)	Nível 2	453.329	453.329
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	(a)	Nível 2 (***)	191.470	189.631
Instrumentos financeiros Derivativos	28	(a)	(b)	Nível 2	247	247
Total					994.036	992.197

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo.

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho R\$ 11.611 em 2021 (R\$ 1.430 em 2020).

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1).

Legenda

Categoria

- (a) - Valor justo contra o resultado
- (b) - Outros passivos financeiros

Mensuração

- (a) - Mensurado ao custo amortizado
- (b) - Mensurado ao valor justo

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações contábeis regulatórias, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados; (iv) serviços prestados a terceiros; (v) convênios de arrecadação e (vi) ativo financeiro setorial;
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) encargos setoriais; (iii) consumidores e concessionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE, (vii) passivo financeiro setorial e (viii) fundo de reversão.

Adicionalmente, não houve em 2021 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

b) Instrumentos Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- e B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moody's ou Fitch, e em caso de mais de uma, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros, sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas

para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia detinha as seguintes operações de *swap*, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)		Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nacional
	Ativo	Passivo							
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	40.418	(247)	40.171	49.191	(9.019)	US\$ + de	104,6% do CDI ou CDI	mar/22 a set/26	278.000
Empréstimos bancários - Lei 4.131	30.103	-	30.103	31.968	(1.865)	1,85% a 3,06% EUR + 0,82%	+ 0,8% a CDI + 1,29% 102,6% do CDI	mar/22	102.000
	70.521	(247)	70.275	81.159	(10.884)				
Circulante	41.070	-							
Não circulante	29.451	(247)	70.275						

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 14.

⁽¹⁾ Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nacional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2020	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2021
Para dívidas designadas a valor justo	84.123	11.502	(14.467)	81.159
Marcação a mercado (*)	3.428	(14.312)	-	(10.884)
Total	87.551	(2.810)	(14.467)	70.275
Ativo circulante	18.895			41.070
Ativo não circulante	68.656			29.451
Passivo não circulante	-			(247)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2021 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo.

Derivativos	Saldo em 31/12/2019	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2020
Valores a custo, líquidos				
Para dívidas designadas a valor justo	(3.062)	90.590	(3.404)	84.123
Marcação a mercado	960	2.468	-	3.428
Total	(2.101)	93.057	(3.404)	87.551

(*) Efeitos no resultado e resultado abrangente de 2021 e 2020 referente aos ajustes ao valor justo (MTM) dos derivativos para as dívidas designadas a valor justo.

A Companhia optou por marcar a mercado a dívida para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2021

e 2020, os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado financeiro registrados na rubrica de atualizações monetárias e cambiais:

Conta contábil	Ganho (Perda) no resultado	
	2021	2020
Despesa financeira - operação de swap	11.502	90.590
Despesa financeira - ajuste a valor justo	(14.312)	2.468
	(2.810)	93.057

c) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como taxas de câmbio e taxas de juros, que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

d) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um conseqüente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, euro, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2021 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25%(c)	Apreciação cambial de 50%(c)
Instrumentos financeiros passivos	(320.919)		(33.768)	54.904	143.575
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	333.113		35.052	(56.989)	(149.030)
	12.193	baixa dolar	1.284	(2.085)	(5.455)
Instrumentos financeiros passivos	(132.410)		(15.339)	21.599	58.536
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	132.626		15.364	(21.634)	(58.631)
	215	baixa euro	25	(35)	(95)
Total	12.408		1.309	(2.120)	(5.550)
Efeitos no resultado abrangente acumulado			40	(58)	(156)
Efeitos no resultado do exercício			1.269	(2.062)	(5.394)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2021 foi de R\$ 5,58 para o dólar e R\$ 6,33 para o euro.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 6,17 e R\$ 7,06 e a depreciação cambial de 10,52% e 11,58%, do dólar e do euro respectivamente de 31.12.2021.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do euro ser um ativo, o risco é a baixa do dólar e do euro, portanto o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis

em 31 de dezembro de 2021 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no período	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	83.805				10.216	12.770	15.324
Instrumentos financeiros passivos	(191.613)				(23.358)	(29.197)	(35.036)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(395.464)				(48.207)	(60.259)	(72.311)
	(503.271)	alta CDI	4,40%	12,19%	(61.349)	(76.686)	(92.023)
Instrumentos financeiros passivos	(352.672)				(19.044)	(23.805)	(28.566)
	(352.672)	alta IPCA	10,06%	5,40%	(19.044)	(23.805)	(28.566)
Ativos e passivos financeiros setoriais	171.624				20.921	15.691	10.460
Instrumentos financeiros ativos	2.303				281	211	140
	173.927	baixa SELIC	4,40%	12,19%	21.202	15.902	10.600
Total	(682.016)				(59.191)	(84.589)	(109.989)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					(10)	(13)	(15)
Efeitos no resultado do exercício					(59.181)	(84.576)	(109.974)

(a) Os índices considerados foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices do cenário provável.

e) Risco de crédito

Risco de crédito é o de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

Caixa e equivalentes de caixa

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos ratings de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor, consistindo em um grande número de pequenos saldos.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas futuras durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas ao longo da vida esperada dos recebíveis.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 6 – Consumidores, Concessionárias e Permissionárias.

Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros.

Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- e B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys, Fitch, e em caso de mais de uma, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 28 b).

A Administração não identificou para os exercícios de 2021 e 2020 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável.

f) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2021, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2021	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13	169.571	951	-	484	-	-	171.006
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	2.304	240.876	36.979	227.856	295.115	339.493	1.142.624
Derivativos	28	-	-	-	-	247	-	247
Debêntures - principal e encargos	14	-	-	19.775	208.069	-	-	227.844
Encargos Setoriais	15	25.211	-	-	-	-	-	25.211
Consumidores e concessionárias		729	6.535	-	-	-	-	7.265
EPE / FNDCT / PROCEL		-	282	2.893	-	-	-	3.175
Convênio de arrecadação		-	3.854	-	-	-	-	3.854
Fundo de reversão		15	31	134	369	369	2.102	3.020
Total		197.831	252.529	59.780	436.778	295.731	341.595	1.584.247

Os efeitos e divulgações nestas demonstrações contábeis regulatórias, decorrente da pandemia causada pelo Covid-19, estão descritos na nota 1.2.

(29) COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2021 e 2020, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2021		2020	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	(8.452)	(5.371)	(3)	129
Total	(8.452)	(5.371)	(3)	129

	2021		2020	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	55.439	9.467	119.811	17.598
Venda estimada (*)	6.127	352	24.508	8.205
Total	61.566	9.819	144.319	25.803

(*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1º de novembro de 2021 a 31 de dezembro de 2021 (período de 1º de novembro de 2020 a 31 de dezembro de 2020), os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

(30) REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

30.1 Revisão Tarifária Periódica

Entre 4 de dezembro de 2020 e 21 de janeiro de 2021, a ANEEL instaurou a Consulta Pública – CP 076/2020 e submeteu a Audiência Pública 012/2020 a proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da CPFL Santa Cruz de 2021.

Em 11 de março de 2021, a concessionária apresentou por meio da Carta nº 016/RR/CPFL SANTA CRUZ/2021, a proposta com: (i) diferimento tarifário, por meio de componente financeiro negativo, no valor de R\$ 45.559 e (ii) inclusão de item financeiro extraordinário Documento SIC 48513.006627/2021-00 referente à devolução de créditos fiscais associados ao excesso de tributo decorrente da indevida inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS, no total de R\$ 20.241, resultando no impacto tarifário médio para o consumidor nesse processo de 9,95%.

Após análise das contribuições recebidas da Consulta Pública – CP 076/2020, da Audiência Pública nº 012/2020, da proposta feita pela concessionária e com base no laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e nos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia vigente dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 16 de março de 2021, foi homologado, por meio da Resolução Homologativa nº 2.837 os resultados da Revisão Tarifária Periódica da CPFL Santa Cruz de 2021.

Assim, foram homologadas as novas tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Outorgada, cujos reajustes médios são:

Descrição	CPFL Santa Cruz
Resolução	2837/2021
Percepção dos consumidores/usuários/agentes supridos	9,95%
Percepção dos consumidores conectados na Alta Tensão	18,27%
Percepção para os consumidores conectados na Baixa Tensão	5,38%

30.2 Composição da Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – CRTP, observando-se as seguintes diretrizes:

- Base Blindada é composta pelos valores aprovados no laudo de avaliação do ciclo tarifário anterior, ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- Base Incremental corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as datas-bases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- Os valores finais da BRR são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas no período incremental (item b);
- Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e
- A base de remuneração é atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, aprovados pela Resolução Homologatória da ANEEL nº 2.837 de 16 de março de 2021.

Base de Remuneração Regulatória	
Descrição	R\$
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.329.328
(2) Índice de Aproveitamento Integral	1.075
(3) Obrigações Especiais Bruta	347.597
(4) Bens Totalmente Depreciados	300.224
(5) Base de Remuneração Bruta	1.680.432
(6) Depreciação Acumulada	959.703
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.369.625
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	612
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.369.013
(10) Almoxarifado em Operação	2.489
(11) Ativo Diferido	0
(12) Obrigações Especiais Líquida	173.372
(13) Terrenos e Servidões	15.326
(14) Base de Remuneração Líquida	1.213.457
(15) Saldo RGR PLPT	0
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	0
(17) Taxa de Depreciação	0
(18) Quota de Reintegração Regulatória	65.705
(19) RC sem Obrigações Especiais	129.056
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	5.155
(21) Remuneração do Capital (RC)	134.211

30.3 Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI, aprovados pela Resolução Homologatória Nº 2.837, de 16 de março de 2021.

Descrição	Valores
Resolução	2837/2021
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	182.081
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	81.936
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	21.849
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	78.295
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	8.559
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	4.283
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	18.936
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	31.779

30.4 Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

De acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, no momento da Revisão Tarifária Periódica, os custos não gerenciáveis da Concessionária, a Parcela B, são ajustados por um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade, a serem aplicados ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA.

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET, levando em conta os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

A tabela a seguir apresenta os valores de componente Pd e componente T do Fator X homologados para o Processo Tarifário de 2021 da CPFL Santa Cruz.

Componentes	
Componente Pd do Fator X	0,79%
Componente T do Fator X	-0,09%

A componente Q do Fator X, Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é o índice que almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas. Nesta revisão, foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2018 e 2019, resultando em -0,76%.

30.5 Reajuste Tarifário Anual

No reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, as empresas distribuidoras de energia elaboram os pleitos para reajuste das tarifas de energia elétrica, com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A), as variações dos custos incorridos no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação da inflação, ajustado pela aplicação do Fator X.

Em 16 de março de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.837, que fixou a revisão tarifária periódica da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2021, em 17,19%, sendo 16,98% referentes ao reajuste tarifário econômico e 0,21% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio total percebido pelos consumidores é 9,95%.

(31) CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

Reclassificações e ajustes de 2021:

	Reclassificações							Ajustes				Societário	
	Regulatório	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigações Especiais (c)	Provisões para litígios fiscais (d)	Redução Incentivada de Consumo (e)	Investimentos Temporários (f)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)		IR e CS Diferidos (31.3.5)
Ativo													
Ativo Circulante													
Consumidores, concessionárias e permissionárias	234.448	-	-	-	-	(18.479)	-	-	-	-	-	-	215.969
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	2.303	-	-	-	-	-	2.303
Investimentos Temporários	2.303	-	-	-	-	-	(2.303)	-	-	-	-	-	-
Ativos Financeiros Setoriais	307.540	(167.085)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	140.455
Ativo Não Circulante													
Ativos Financeiros Setoriais	79.091	(47.922)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31.169
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	75.590	-	(1.521)	-	-	-	31.332	-	-	-	105.401
Imobilizado	1.569.582	-	(75.590)	(1.117.359)	1.521	-	-	(378.154)	-	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	-	118.222	(14.907)	-	-	-	-	-	-	-	103.315
Intangível	35.514	-	-	999.137	(110.351)	-	-	(6.033)	-	36.481	-	-	954.748
	2.228.479	(215.006)	-	-	(125.258)	-	(18.479)	-	(384.186)	31.332	36.481	-	1.553.362
Passivo													
Passivo Circulante													
Passivos Financeiros Setoriais	167.085	(167.085)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros Passivos Circulantes	45.998	-	-	-	-	(18.479)	-	-	-	-	-	-	27.520
Passivo Não Circulante													
Tributos	-	-	-	-	6.199	-	-	-	-	-	-	-	6.199
Provisão para Litígios	36.412	-	-	-	(6.199)	-	-	-	-	-	-	-	30.213
Tributos diferidos	111.222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(84.458)	-	26.764
Passivos Financeiros Setoriais	47.922	(47.922)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	193.226	-	-	-	(125.258)	-	-	(67.967)	-	-	-	-	-
	601.865	(215.006)	-	-	(125.258)	-	(18.479)	(67.967)	-	-	(84.458)	-	90.696
Total	1.626.613	-	-	-	-	-	-	(316.219)	31.332	36.481	84.458	-	1.462.665

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.
- (c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas líquidas no ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.
- (d) Provisão para litígios fiscais relacionados a IR/CSLL foi reclassificado para Tributos a pagar no societário em função do ICPC 22.
- (e) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor foi classificado no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e nas demonstrações contábeis regulatórias no passivo circulante em outras contas a pagar.
- (f) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias os valores depositados em caução para resgate ou amortização de dívida são classificados no ativo circulante na rubrica de outros créditos – cauções, fundos e depósitos vinculados, e nas demonstrações contábeis regulatórias em investimentos temporários.

Reclassificações e ajustes de 2020:

Regulatório	Reclassificações				Ajustes				
	Ativos/Passivos Financeiros Setoriais (a)	Ativo Financeiro da Concessão (b)	Ativo Intangível da Concessão (b)	Obrigação Especial (c)	Reavaliação Regulatória Compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	IR e CS Diferidos (31.3.5)	Societário
Ativo									
Ativo Circulante									
Ativos Financeiros Setoriais	96.730	(68.733)	-	-	-	-	-	-	27.997
Ativo Não Circulante									
Ativos Financeiros Setoriais	20.320	(20.320)	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	-	56.512	-	(442)	14.832	-	-	70.902
Imobilizado	1.208.424	-	(56.512)	(1.021.719)	442	(130.635)	-	-	-
Ativo contratual	-	-	-	92.388	(19.460)	-	-	-	72.928
Intangível	25.947	-	-	929.331	(95.843)	(1.489)	44.879	-	902.825
	1.351.420	(89.053)	-	-	(115.303)	14.832	44.879	-	1.074.652
Passivo									
Passivo Circulante									
Passivos Financeiros Setoriais	68.733	(68.733)	-	-	-	-	-	-	-
Passivo Não Circulante									
Tributos diferidos	39.814	-	-	-	-	-	-	(8.370)	31.445
Passivos Financeiros Setoriais	27.560	(20.320)	-	-	-	-	-	-	7.240
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	163.099	-	-	-	(115.303)	(47.796)	-	-	-
	299.206	(89.053)	-	-	(115.303)	(47.796)	-	(8.370)	38.685
Total	1.052.214	-	-	-	(84.327)	14.832	44.879	8.370	1.035.967

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro e o ativo intangível.
- (c) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas líquidas no ativo Intangível e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Total do ativo conforme contabilidade societária	2.108.206	1.826.815
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	941.889	523.504
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(557.702)	(391.380)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(31.332)	(14.832)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(36.481)	(44.879)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(84.458)	(8.370)
Estorno de reclassificação Passivos financeiros setoriais (a)	215.006	89.053
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (b)	125.258	115.303
Reclassificação de tributos diferidos (c)	84.458	8.370
Redução Incentivada de Consumo (d)	18.479	-
Total do ativo regulatório	<u>2.783.324</u>	<u>2.103.583</u>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias efetuamos o encontro de contas entre os ativos e passivos financeiros setoriais e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado na respectiva natureza em ativo ou passivo.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidadas no Ativo Intangível e para fins e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas a concessão do serviço público de energia elétrica.
- (c) Refere-se ao encontro de contas dos tributos diferidos.
- (d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor foi classificado no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e nas demonstrações contábeis regulatórias no passivo circulante em outras contas a pagar.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	<u>31/12/2021</u>	<u>31/12/2020</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	432.359	529.951
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	762.701	419.837
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(446.482)	(335.509)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(31.332)	(14.832)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	(36.481)	(44.879)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	(84.458)	(8.370)
Patrimônio líquido regulatório	<u>596.307</u>	<u>546.198</u>

31.2 Demonstração do Resultado do Exercício

	2021			2020		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita	2.029.148	211.678	2.240.826	1.618.215	234.359	1.852.574
Fornecimento de Energia Elétrica	759.374	18.479	777.853	587.147	-	587.147
Suprimento de Energia Elétrica	42.371	-	42.371	42.191	-	42.191
Energia Elétrica de Curto Prazo	9.819	-	9.819	25.803	-	25.803
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	939.582	(2.602)	936.980	843.171	(1.729)	841.442
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	164.073	-	164.073	30.032	-	30.032
Serviços Cobráveis	1.251	-	1.251	1.064	-	1.064
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	112.678	(18.479)	94.199	88.807	-	88.807
Outras Receitas	-	214.280	214.280	-	236.088	236.088
Tributos	(487.752)	(15)	(487.767)	(374.402)	-	(374.402)
ICMS	(293.079)	1	(293.078)	(245.876)	-	(245.876)
PIS-PASEP	(34.728)	(1)	(34.729)	(22.925)	-	(22.925)
COFINS	(159.941)	(15)	(159.956)	(105.598)	-	(105.598)
ISS	(4)	-	(4)	(4)	-	(4)
Encargos - Parcela "A"	(222.452)	(1.495)	(223.947)	(167.814)	-	(167.814)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(6.687)	-	(6.687)	(5.462)	-	(5.462)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(6.687)	-	(6.687)	(5.462)	-	(5.462)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(176.667)	-	(176.667)	(154.310)	-	(154.310)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(1.838)	-	(1.838)	(1.653)	-	(1.653)
Outros Encargos	(30.574)	(1.495)	(32.069)	(927)	-	(927)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	1.318.944	210.167	1.529.111	1.075.999	234.359	1.310.358
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(966.511)	(2.639)	(969.150)	(748.785)	(4.037)	(752.822)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(636.729)	(2.639)	(639.368)	(523.780)	(4.037)	(527.817)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(17.440)	-	(17.440)	(14.341)	-	(14.341)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(312.342)	-	(312.342)	(210.664)	-	(210.664)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	352.432	207.529	559.961	327.214	230.322	557.536
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(217.286)	(162.693)	(379.979)	(189.356)	(233.852)	(423.208)
Pessoal e Administradores	(57.812)	(142)	(57.954)	(54.835)	-	(54.835)
Material	(13.473)	-	(13.473)	(12.392)	-	(12.392)
Serviços de Terceiros	(50.991)	-	(50.991)	(52.459)	-	(52.459)
Arrendamento e Aluguéis	(734)	-	(734)	(729)	-	(729)
Seguros	(318)	-	(318)	(328)	-	(328)
Doações, Contribuições e Subvenções	(142)	-	(142)	(365)	-	(365)
Provisões	(13.492)	-	(13.492)	(7.740)	-	(7.740)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(6.231)	-	(6.231)	(5.196)	-	(5.196)
(-) Recuperação de Despesas	2.305	-	2.305	1.437	-	1.437
Tributos	(539)	-	(539)	(528)	-	(528)
Depreciação e Amortização	(80.471)	18.796	(61.675)	(55.223)	(2.656)	(57.879)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(13.111)	-	(13.111)	(12.244)	-	(12.244)
Outras Receitas Operacionais	29.859	(29.859)	-	25.547	(25.547)	-
Outras Despesas Operacionais	(12.137)	(151.486)	(163.623)	(14.301)	(205.649)	(219.950)
Resultado da Atividade	135.146	44.837	179.983	137.858	(3.531)	134.327
Resultado Financeiro	(34.155)	(1.724)	(35.879)	(8.830)	4.292	(4.538)
Receitas Financeiras	64.470	(15.999)	48.471	131.276	(95.129)	36.147
Despesas Financeiras	(98.625)	14.275	(84.350)	(140.106)	99.422	(40.684)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	100.991	43.113	144.104	129.028	762	129.790
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(41.487)	(15.228)	(56.715)	(39.104)	(259)	(39.363)
Resultado Líquido do Exercício	59.503	27.886	87.389	89.924	503	90.427
Atribuível aos Acionistas Controladores	59.503	27.886	87.389	89.924	503	90.427

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2021 e 2020:

Reclassificações e ajustes de 2021:

Regulatório	Reclassificações							Ajustes						Societário	
	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Variação cambial Itaipu (f)	Variação monetária e marcação a mercado (g)	Provisões para litígios fiscais (h)	Redução Incentivada de Consumo (l)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.4)		IR e CS Diferidos (31.3.5)
Receita															
Fornecimento de Energia Elétrica	759.374	-	-	-	-	-	-	-	18.479	-	-	-	-	-	777.853
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	939.582	-	(2.602)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	936.980
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	112.678	-	-	-	-	-	-	-	(18.479)	-	-	-	-	-	94.199
Outras receitas	-	169.779	-	28.001	-	-	-	-	-	-	16.500	-	-	-	214.280
Tributos															
ICMS	(293.079)	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	(293.078)
PIS-PASEP	(34.728)	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	(34.729)
COFINS	(159.941)	-	-	-	-	-	-	(15)	-	-	-	-	-	-	(159.956)
Encargos - Parcela "A"															
Outros Encargos	(30.574)	-	-	-	-	-	-	(1.495)	-	-	-	-	-	-	(32.069)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"															
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(636.729)	-	-	-	-	(2.639)	-	-	-	-	-	-	-	-	(639.368)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"															
Pessoal e Administradores	(57.812)	-	-	-	-	-	-	(142)	-	-	-	-	-	-	(57.954)
Depreciação e Amortização	(80.471)	-	-	-	-	-	-	-	-	24.855	-	(6.059)	-	-	(61.675)
Outras receitas operacionais	29.859	-	(28.001)	(1.858)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(12.137)	(169.779)	2.602	-	1.858	-	-	9.274	-	6.899	-	(2.340)	-	-	(163.623)
Resultado Financeiro															
Receitas Financeiras	64.470	-	-	-	(4.497)	-	(11.502)	-	-	-	-	-	-	-	48.471
Despesas Financeiras	(98.625)	-	-	-	4.497	2.639	11.502	(6.759)	-	-	-	-	2.396	-	(84.350)
Despesa com Impostos sobre o Lucro															
	(41.487)	-	-	-	-	-	-	(863)	-	-	-	-	-	(14.365)	(56.715)
Resultado Líquido do Exercício															
	59.503	-	-	-	-	-	-	-	-	31.754	16.500	(8.399)	2.396	(14.365)	87.389

- (a) Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- (c) Para a contabilidade societária a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e na contabilidade regulatória são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- (d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- (e) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a Companhia apresenta ou receita ou despesa financeira conforme o saldo, e para as demonstrações contábeis regulatórias a apresentação é feita de forma segregada, conforme MCSE;
- (f) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias registramos a variação cambial de Itaipu dentro do custo de energia e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme MCSE;
- (g) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias registramos a variação monetária e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com sua natureza conforme MCSE.
- (h) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos as despesas com litígios fiscais na natureza original dos tributos e para as demonstrações contábeis regulatórias

apresentamos na despesa operacional, conforme MCSE.

- (i) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias registramos o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica em Outros Créditos com contrapartida no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e para as demonstrações contábeis regulatórias transitamos pelo resultado conforme orientação da ANEEL.

Reclassificações e ajustes de 2020:

Regulatório	Reclassificações							Ajustes				Societário	
	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais (e)	Varição cambial Itaipu (f)	Varição monetária e marcação a mercado (g)	Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (31.3.3)	Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.4)		IR e CS Diferidos (31.3.5)
Receita													
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	843.171	-	(1.729)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	841.442
Outras receitas	-	213.228	-	20.318	-	-	-	-	2.543	-	-	-	236.088
Encargos - Parcela "A"													
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(5.462)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.462)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(5.462)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.462)
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"													
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(523.780)	-	-	-	-	(4.037)	-	-	-	-	-	-	(527.817)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"													
Pessoal e Administradores	(54.835)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(54.835)
Entidade de previdência privada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação e Amortização	(55.223)	-	-	-	-	-	-	4.094	-	(6.751)	-	-	(57.879)
Outras receitas operacionais	25.547	-	-	(20.318)	(5.229)	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(14.301)	(213.228)	1.729	-	5.229	-	-	2.537	-	(1.917)	-	-	(219.950)
Resultado Financeiro													
Receitas Financeiras	131.276	-	-	-	(4.540)	-	(90.590)	-	-	-	-	-	36.147
Despesas Financeiras	(140.106)	-	-	-	4.540	4.037	90.590	-	-	-	255	-	(40.684)
Despesa com Impostos sobre o Lucro													
	(39.104)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(259)	(39.363)
Resultado Líquido do Exercício													
	89.924	-	-	-	-	-	-	6.632	2.543	(8.667)	255	(259)	90.427

- (a) Para a contabilidade societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- (c) Para a contabilidade societária a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e na contabilidade regulatória são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- (d) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- (e) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias a Companhia apresenta ou receita ou despesa financeira conforme o saldo, e para as demonstrações contábeis regulatórias a apresentação é feita de forma segregada, conforme MCSE;
- (f) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação cambial de Itaipu dentro do custo de energia e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro conforme MCSE;
- (g) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos a variação monetária e marcação a mercado na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com sua natureza conforme MCSE.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2021	2020
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária	87.389	90.427
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(6.899)	(2.537)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (31.3.1)	(24.855)	(4.094)
Atualização do ativo financeiro da concessão (31.3.2)	(16.500)	(2.543)
Ajustes do ativo intangível da concessão (31.3.3)	8.399	8.667
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (31.3.4)	(2.396)	(255)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (31.3.5)	14.365	259
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória	59.503	89.924

31.3 Composição dos ajustes

31.3.1 Reavaliação Regulatória Compulsória

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010, as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada e baixas, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2021 e 2020, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas 10, 12 e 19 deste relatório, estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2021 e 2020:

	31/12/2021			31/12/2020		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	895.912	(517.759)	378.154	502.537	(371.902)	130.635
Ativo intangível	45.976	(39.943)	6.033	20.968	(19.479)	1.489
Obrigações especiais	(179.187)	111.220	(67.967)	(103.667)	55.871	(47.796)
Total	762.701	(446.482)	316.219	419.837	(335.509)	84.327
Efeito IR e CSLL	(259.318)	151.804	(107.515)	(142.745)	114.073	(28.672)
Efeito líquido	503.383	(294.678)	208.705	277.093	(221.436)	55.657

Conforme mencionado na nota 3.5, em 2021 foi contemplado os efeitos da implantação do laudo homologado da revisão tarifária, cujo efeitos estão demonstrados na nota 12.

31.3.2 Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição "VNR"), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

31.3.3 Ativo Intangível da Concessão (ICPC 01)

O saldo da atualização do ativo financeiro da concessão, a partir da prorrogação da concessão, passou a integrar a base do ativo intangível na contabilidade societária.

31.3.4. Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros (CPC 48)

Os ajustes são decorrentes da aplicação na contabilidade societária, onde o spread de risco é reconhecido no resultado abrangente e na contabilidade regulatória no resultado financeiro.

31.3.5 Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

(32) COMPROMISSOS

Os compromissos da Companhia relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

Obrigações contratuais em 31/12/2021	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 23 anos	412.887	764.755	685.540	7.751.248	9.614.431
Compra de energia de Itaipu	Até 23 anos	162.900	328.343	300.238	3.352.551	4.144.032
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 23 anos	214.642	544.469	606.065	8.261.525	9.626.700
Projetos de construção de Subestação	Até 3 anos	7.329	9.103	-	-	16.433
Total		797.758	1.646.671	1.591.843	19.365.324	23.401.596

(33) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2021, um valor de R\$ 1.669 (R\$ 2.077 em 2020) referente a juros capitalizados no ativo imobilizado.

(34) FATO RELEVANTE E EVENTO SUBSEQUENTE

34.1 Empréstimo e financiamentos:

Em 10 de fevereiro de 2022, houve a liberação de R\$ 48.945, referente financiamento junto ao BNDES aprovado em abril de 2020, no montante de R\$ 244.385, que faz parte de uma linha de crédito do FINEM, com taxa de juros IPCA + 4,27% a.a. e pagamento de juros trimestrais na fase de carência até junho de 2023, e mensais na fase de amortização, até abril de 2040, visando financiar os investimentos em redes elétricas previstos para os anos de 2020, 2021 e 2022. Não há mais saldo remanescente no contrato.

Em 11 de março de 2022, houve a liberação referente financiamento Lei 4.311, no montante de R\$ 89.000, com taxa de juros CDI + 1,22%, pagamento de juros semestrais e amortização em março de 2025, para reforço de capital de giro.

34.2 Reajuste tarifário:

Em 22 de março de 2022, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 3.017, que fixou o reajuste tarifário anual da Companhia, com vigência a partir de 22 de março de 2022, em 7,82%, sendo 8,14% referentes ao reajuste tarifário econômico e -0,31% relativos aos componentes financeiros pertinentes. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é 8,83%.

DIRETORIA

CARLOS ZAMBONI NETO
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor de Assuntos Regulatórios

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217.200/O-6



KPMG Auditores Independentes Ltda.

Av. Coronel Silva Teles, 977, 10º andar, Conjuntos 111 e 112 - Cambuí

Edifício Dahruj Tower

13024-001 - Campinas/SP - Brasil

Caixa Postal 737 - CEP: 13012-970 - Campinas/SP - Brasil

Telefone +55 (19) 3198-6000

kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Conselheiros e Acionistas da

Companhia Jaguari de Energia

Jaguariúna – SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Jaguari de Energia (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da Companhia Jaguari de Energia com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Jaguari de Energia em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Sociedade ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidade dos auditores pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.



TERMO DE RESPONSABILIDADE	TERM OF RESPONSIBILITY
<p>Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.</p> <p>Campinas, 25 de abril de 2022.</p> <p>Concessionária: Companhia Jaguari de Energia</p>	<p>By this Term of Responsibility, we declare under the penalties of the Law the veracity of the information submitted to the National Electric Energy Agency - ANEEL, expressing the commitment to compliance with the rules, procedures and requirements established by the legislation of the electricity sector, as well as science of the penalties to which we will be subject. We are aware that the falsity of the information, as well as the non-compliance with the commitment made herein, in addition to requiring the return of amounts received improperly, where applicable, will be subject to the penalty of Group IV, item X, Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004, as well as those provided for in articles 171 and 299, both of the Penal Code.</p> <p>Campinas, April 25, 2022.</p> <p>Concessionaire: Companhia Jaguari de Energia</p>

Carlos Zamboni Neto
Diretor Presidente Chief
Executive Officer CPF:
081.496.848-16

Yuehui Pan
Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores
Chief Financial and Investor Relations
Officer
CPF: 061.539.517-16

Ana Paula Peressim de Paulo
Gerente de Contabilidade das
Distribuidoras
Accounting Manager of Distributors
CT CRC: 1SP217.200 /O-6
CPF: 171.567.218-60

<p>RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004</p> <p>Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:</p> <p>...</p> <p>X - fornecer informação falsa à ANEEL;</p> <p>CÓDIGO PENAL</p> <p>Art. 171 - Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.</p> <p>Art. 299 - Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.</p>	<p>Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004.</p> <p>Art 7 - Constitutes an infraction, subject to the imposition of the penalty fine of Group IV:</p> <p>...</p> <p>X - provide false information to ANEEL;</p> <p>PENAL CODE</p> <p>Art. 171 - Obtain, for yourself or others, unlawful advantage, to the detriment of others, inducing or keeping someone in error, through artifice, ruse, or any other fraudulent means.</p> <p>Art. 299 - Omit, in a public or private document, a statement that should appear on it, or insert a false statement or different statement from that which should be written, in order to prejudice law, create an obligation or alter the truth about the legally relevant fact.</p>
---	---



PROTOCOLO DE ASSINATURA(S)

O documento acima foi proposto para assinatura digital na plataforma Portal de Assinaturas KPMG. Para verificar as assinaturas clique no link:
<https://apiconfirmations.kpmg.com.br/Verificar/E057-383B-DE55-E096>.

Por motivo de segurança e sigilo das informações, não é permitido o download do documento pela tela de validação de assinatura.

Código para verificação: E057-383B-DE55-E096



Hash do Documento

66661D5F3EE075F94A9C38BC9248167359A3138E0BF4DBD8E82EC817AC94D73F

O(s) nome(s) indicado(s) para assinatura, bem como seu(s) status em 26/04/2022 é(são) :

Nome no certificado: Yuehui Panem 26/04/2022 08:21 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: panyuehui@cpfl.com.br

Evidências

Client Timestamp Tue Apr 26 2022 19:21:22 GMT+0800 (CST)

Geolocation Location not shared by user.

IP 124.205.85.3

Assinatura:



Hash Evidências:

E21118C1C2E8DFC0EF29A49EBE1C5543164AA4286238DE851FD1D6ADF3EB9AED

Nome no certificado: Ana Paula Peressim De Pauloem 25/04/2022 10:10 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: anapaula@cpfl.com.br

Evidências

Client Timestamp Mon Apr 25 2022 10:10:52 GMT-0300 (GMT-03:00)

Geolocation Latitude: -22.8305 **Longitude:** -43.2192 **Accuracy:** 191650

IP 177.102.6.105

Assinatura:



Hash Evidências:

FF1DF41B0DA691715CF0850B3DA36714CB041B22C489C6D4EE4F2E73A70BAC27

Nome no certificado: Carlos Zamboni Netoem 25/04/2022 09:47 UTC-03:00

Tipo: Assinatura Eletrônica

Identificação: Por email: carloszamboni@cpfl.com.br

Evidências

Client Timestamp Mon Apr 25 2022 09:47:08 GMT-0300 (GMT-03:00)

Geolocation Location not shared by user.

IP 177.128.175.25

Assinatura:

CARLOS ZAMBONI NETO

Hash Evidências:

5F2287D0F0DF6236F6F9303905A722AE17569E2DF07C8CCB3EBAFC9186F19BA4