

Demonstrações Contábeis Societárias

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2023	31/12/2022
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	289.851	464.913
Títulos e valores mobiliários	6	84.646	615
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.501.016	1.219.024
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	102.825	25.465
Outros tributos a compensar	8	127.235	132.966
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	811.851	541.208
Derivativos	32	47.774	39.714
Ativo financeiro setorial	9	130.933	52.746
Estoques		20.743	30.167
Outros ativos	12	366.243	336.620
Total do circulante		3.483.118	2.843.438
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	52.610	58.168
Depósitos judiciais	21	84.695	93.954
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	403	403
Outros tributos a compensar	8	170.910	172.572
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	1.131.885	1.963.226
Ativo financeiro setorial	9	113.565	55.675
Derivativos	32	238.820	128.930
Ativo financeiro da concessão	11	9.352.489	8.010.390
Outros ativos	12	28.712	19.043
Ativo contratual	13	944.845	614.740
Intangível	14	1.955.604	2.263.970
Total do não circulante		14.074.538	13.381.071
Total do ativo		17.557.656	16.224.509

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balancos patrimoniais em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Nota explicativa	31/12/2023	31/12/2022
Circulante			
Fornecedores	15	923.133	890.460
Empréstimos e financiamentos	16	534.107	491.124
Debêntures	17	284.265	130.440
Entidade de previdência privada	18	17	-
Taxas regulamentares	19	25.835	9.292
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	-	22.425
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	20	137.298	66.007
Dividendo e juros sobre capital próprio	29	267.072	185.718
Obrigações estimadas com pessoal		41.349	38.556
Passivo financeiro setorial	9	527.433	134.653
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	413.695	250.942
Outras contas a pagar	22	485.105	545.918
Total do circulante		3.639.307	2.765.534
Não circulante			
Fornecedores	15	219.560	244.771
Empréstimos e financiamentos	16	3.281.856	3.089.830
Debêntures	17	3.358.199	3.124.420
Entidade de previdência privada	18	60.175	90.209
Imposto de renda e contribuição social a recolher	20	9.878	9.154
Débitos fiscais diferidos	10	416.614	322.552
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	21	232.583	208.196
Derivativos	32	84.659	78.634
Passivo financeiro setorial	9	144.152	98.267
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	1.261.704	2.069.786
Outras contas a pagar	22	145.590	155.174
Total do não circulante		9.214.971	9.490.993
Patrimônio líquido			
	23		
Capital social		2.853.248	2.842.391
Reserva de capital		152.248	163.105
Reserva legal		344.299	288.073
Reserva de lucros a realizar		643.574	355.275
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		768.989	404.100
Dividendo		6.027	-
Resultado abrangente acumulado		(65.007)	(84.962)
Total do patrimônio líquido		4.703.378	3.967.983
Total do passivo e do patrimônio líquido		17.557.656	16.224.509

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2023	2022
Receita operacional líquida	25	10.283.920	10.440.750
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	26	(4.678.176)	(4.731.691)
Custo com operação		(977.793)	(897.931)
Amortização		(420.855)	(378.321)
Outros custos com operação	27	(556.938)	(519.609)
Custo do serviço prestado a terceiros	27	(1.457.332)	(1.897.880)
Lucro operacional bruto		3.170.618	2.913.248
Despesas operacionais			
Despesas com vendas		(277.199)	(257.095)
Amortização		(5.595)	(5.781)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7	(70.584)	(85.430)
Outras despesas com vendas	27	(201.020)	(165.884)
Despesas gerais e administrativas		(409.502)	(363.913)
Amortização		(37.047)	(38.581)
Outras despesas gerais e administrativas	27	(372.455)	(325.332)
Outras despesas operacionais		(139.779)	(146.127)
Amortização do intangível da concessão		(52.099)	(52.099)
Outras despesas operacionais	27	(87.679)	(94.028)
Resultado do serviço		2.344.139	2.146.113
Resultado financeiro	28		
Receitas financeiras		351.004	474.867
Despesas financeiras		(959.461)	(976.709)
		(608.457)	(501.841)
Lucro antes dos tributos		1.735.681	1.644.271
Contribuição social	10	(162.782)	(153.772)
Imposto de renda	10	(448.387)	(424.710)
		(611.169)	(578.482)
Lucro líquido do exercício		1.124.512	1.065.789
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	24	999,19	947,01

; As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais)

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
Lucro líquido do exercício	1.124.512	1.065.789
Outros resultados abrangentes	19.955	51.546
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	21.851	54.011
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	(1.896)	(2.466)
Resultado abrangente do exercício	<u>1.144.467</u>	<u>1.117.335</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais)

	Capital social	Reserva de capital	Reserva de lucros			Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
			Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva estatutária - reforço de capital de giro				
Saldos em 31 de dezembro de 2021	2.831.534	173.962	234.784	-	-	591.850	(136.508)	-	3.695.623
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	1.065.789	1.065.789
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	54.011	-	54.011
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(2.466)	-	(2.466)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	53.289	-	-	-	-	(53.289)	-
Constituição da reserva de lucros a realizar	-	-	-	355.275	-	-	-	(355.275)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	404.100	-	-	(404.100)	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	(67.407)	(67.407)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	(591.850)	-	-	(591.850)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(185.718)	(185.718)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	2.842.391	163.105	288.073	355.275	404.100	-	(84.962)	-	3.967.983
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	1.124.512	1.124.512
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	21.851	-	21.851
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(1.896)	-	(1.896)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	56.226	-	-	-	-	(56.226)	-
Constituição da reserva de lucros a realizar	-	-	-	288.299	-	-	-	(288.299)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	506.889	-	-	(506.889)	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo intermediário - AGE 20/06/2023	-	-	-	-	(142.000)	-	-	-	(142.000)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	6.027	-	(6.027)	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(267.072)	(267.072)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	2.853.248	152.248	344.299	643.574	768.989	6.027	(65.007)	-	4.703.378

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais)

	31/12/2023	31/12/2022
Lucro antes dos tributos	1.735.681	1.644.271
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	515.596	474.783
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	107.769	97.149
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	70.584	85.430
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	318.127	55.054
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	9.850	16.095
Perda (ganho) na baixa de não circulante	84.137	92.320
	2.841.743	2.465.102
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(347.031)	28.530
Tributos a compensar	690.753	375.392
Depósitos judiciais	15.304	18.940
Ativo financeiro setorial	(127.191)	47.428
Contas a receber - CDE	(12.219)	(4.961)
Outros ativos operacionais	49.225	168.277
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	7.462	(176.291)
Outros tributos e contribuições sociais	153.524	(99.067)
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(6.769)	(4.594)
Taxas regulamentares	16.542	240
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(94.383)	(112.735)
Passivo financeiro setorial	(442.916)	243.944
Contas a pagar - CDE	(8.164)	7.321
Outros passivos operacionais	(62.988)	106.644
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	2.672.892	3.064.170
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(457.564)	(372.095)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(641.873)	(273.976)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.573.456	2.418.099
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(460.748)	(191.669)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	373.046	178.224
Adições de ativo contratual	(1.487.668)	(1.955.912)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(1.575.370)	(1.969.357)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	935.995	1.877.592
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(587.159)	(1.267.748)
Liquidação de operações com derivativos	(194.265)	(121.920)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(327.718)	(659.258)
Amortização de mútuo com controladas e coligadas	-	(134.932)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	(173.147)	(306.266)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(175.063)	142.476
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	464.913	322.437
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	289.851	464.913

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022
(Em milhares de reais)

	2023	2022
1 - Receita	14.642.810	14.707.509
1.1 Receita de venda de energia e serviços	13.257.286	12.895.993
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	1.456.110	1.896.946
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(70.584)	(85.430)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(7.468.096)	(7.840.591)
2.1 Custo com energia elétrica	(5.229.539)	(5.276.707)
2.2 Material	(933.180)	(1.149.682)
2.3 Serviços de terceiros	(905.785)	(1.093.370)
2.4 Outros	(399.592)	(320.832)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	7.174.714	6.866.918
4 - Retenções	(517.395)	(476.300)
4.1 Amortização	(465.296)	(424.201)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(52.099)	(52.099)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	6.657.318	6.390.618
6 - Valor adicionado recebido em transferência	355.454	498.294
6.1 Receitas financeiras	355.454	498.294
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	7.012.772	6.888.913
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	465.055	401.113
8.1.1 Remuneração direta	272.913	229.501
8.1.2 Benefícios	175.063	156.132
8.1.3 F.G.T.S	17.080	15.479
8.2 Impostos, taxas e contribuições	4.418.341	4.398.762
8.2.1 Federais	2.752.176	2.647.498
8.2.2 Estaduais	1.662.723	1.749.890
8.2.3 Municipais	3.442	1.374
8.3 Remuneração de capital de terceiros	1.004.864	1.023.249
8.3.1 Juros	970.689	995.653
8.3.2 Aluguéis	34.175	27.596
8.4 Remuneração de capital próprio	1.124.512	1.065.789
8.4.1 Dividendos (incluindo adicional proposto)	273.099	253.125
8.4.2 Lucros retidos	851.413	812.664
	7.012.772	6.888.913

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Relatório da Administração

Senhores e senhoras acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” 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 2023. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2022, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2023, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,1 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 3,3% em relação ao exercício de 2022, com destaque para a classe industrial, que registrou uma queda de 14,4%.

A RGE, em 2023, recebeu a premiação da ANEEL na categoria Região Sul, para concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras.

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 2023 começou sob os sinais de baixo crescimento e elevada inflação. As expectativas de acordo com a Pesquisa Focus estavam em torno de 0,8% e 5,3%, respectivamente. A perspectiva era que a recomposição tributária afetaria preços administrados, especialmente combustíveis, mantendo a inflação elevada a despeito dos efeitos negativos da elevação de juros sobre a atividade econômica. No entanto, houve surpresas benignas nas duas frentes: o crescimento econômico foi mais forte e a inflação, mais baixa.

Um dos fatores a colaborar para o desempenho melhor do que o esperado foi a normalização das cadeias produtivas e o recuo dos preços de commodities, tanto para a desinflação global como brasileira.

Domesticamente, a safra recorde – muito maior que a inicialmente esperada – contribuiu direta (com cerca de 1,2 p.p.) e indiretamente para o PIB mais forte (através dos efeitos multiplicadores da renda gerada no setor).

A farta oferta agrícola também ajudou a redução dos preços domesticamente, especialmente dos alimentos; de fato, 2023 registrou deflação do grupo Alimentação no Domicílio no IPCA. Assim, apesar da recomposição dos impostos sobre combustíveis e da elevada inflação de

administrados no ano (9,2%), a inflação encerrou o ano com 4,62%, dentro do intervalo de metas, cujo teto é 4,75%.

O ano de 2023 também testemunhou a discussão em torno da meta de inflação e da autonomia do Banco Central, o que acabou levando à desancoragem das expectativas de inflação em prazos mais longos, especialmente durante o primeiro semestre. Quando se tornou claro que haveria manutenção da autonomia do Banco Central e da meta de inflação em 3% - agora transformada em meta contínua houve uma reancoragem parcial destas expectativas, que passaram a orbitar 3,5%, pouco acima do centro da meta.

Um dos motivos para a reancoragem das expectativas de inflação ser apenas parcial é a questão fiscal. O ano foi de significativos avanços nesta seara, como a aprovação do novo Arcabouço Fiscal e das medidas que devem alavancar as receitas em 2024. Mas ainda há muita incerteza a respeito do cumprimento/alterações destas metas, que deve continuar sendo um foco de atenção ao longo de 2024.

Enquanto as expectativas de inflação permaneciam pressionadas e não havia clareza sobre o ambiente internacional e doméstico, o Banco Central manteve a taxa de juros inalterada. Apenas quando se tornou mais claro o processo de desinflação e apareceram sinais de decompressão dos núcleos é que a Selic começou a ser reduzida, mas os impactos da moderação da restrição monetária só devem ser mais plenamente observados em 2024, dadas as defasagens usuais.

No PIB mais forte de 2023 também participou a expansão da massa de renda das famílias, beneficiada por um mercado de trabalho forte, com expansão do emprego e do rendimento médio real dos trabalhadores, além das elevadas transferências governamentais através do Bolsa Família. A expansão da renda foi importante para garantir um bom desempenho do varejo mais dependente dela; já o varejo mais ligado ao crédito teve mais dificuldades, dado o ambiente de elevada inadimplência, taxas de juros nas alturas e endividamento das famílias em patamar recorde. A inadimplência recuou na segunda metade do ano, embalada pelo programa Desenrola, mas a recuperação deste mercado é apenas incipiente e deve se fortalecer ao longo de 2024, refletindo a redução da Selic. Dentro do varejo que depende mais do crédito houve o destaque positivo das vendas de automóveis, incentivadas pelos programas governamentais específicos.

Do ponto de vista da indústria, no entanto, foi um ano difícil. Conquanto a extrativa mineral tenha ido muito bem, a indústria de transformação refletiu tanto a demanda mais baixa quanto as dificuldades para obtenção de crédito pelas empresas. Além da Selic elevada, o episódio das reclassificações contábeis da Americanas no início do ano impôs cautela extra aos bancos e mercados de capitais. A situação só começou a melhorar no segundo semestre, sob a égide do afrouxamento monetário e da percepção de que o episódio contábil era mesmo restrito às Americanas. Esta melhora deve perdurar em 2024.

O câmbio permaneceu sob pressão no primeiro semestre, enquanto pairavam dúvidas sobre a questão fiscal e a autonomia do Banco Central; aos poucos, conforme estas questões foram sendo confrontadas, houve pequena apreciação. Os movimentos do câmbio refletiram, também, os humores dos mercados com a economia internacional; o ano de 2023 foi de elevação dos juros nas principais economias do mundo e a perspectiva de que as taxas permaneceriam em terreno contracionista por bastante tempo prevaleceu em boa parte do segundo semestre. Em dezembro, no entanto, estas perspectivas foram parcialmente desarmadas, com os mercados começando a apostar em quedas de juros mais incisivas ao longo de 2024, o que colaborou para perda de valor do dólar em relação às demais moedas, inclusive o real.

Deve-se notar, ainda, outro fato relevante no apagar das luzes do ano: a promulgação da reforma tributária. Os pilares da reforma são a implantação de um sistema de base tributária ampla e não cumulativo; a uniformização da legislação; a enorme simplificação do sistema; e, ainda que maiores do que as desejáveis, um número limitado de exceções. Com isso, o novo sistema deve ser menos complexo que o atual e com menor incentivo à litigância, proporcionando alguma redução das distorções alocativas e aumento da produtividade da

economia nacional. Na esteira das reformas aprovadas em 2023, o Brasil recebeu *upgrade* da classificação de risco de sua dívida pela S&P, o que ajudou a consolidar o processo de apreciação cambial nos últimos dias do ano.

Tarifas de energia elétrica

Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2023:

Como resultado da Consulta Pública nº 9/2023, em 13 de junho de 2023, por meio da Resolução Homologatória nº 3.206, a ANEEL aprovou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da RGE, em vigor desde 19 de junho de 2023, reajustando as tarifas de energia elétrica da distribuidora em 1,67%, sendo 7,22% relativos ao Reposicionamento Tarifário Econômico e -5,55% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 6,79% e da Parcela B de 0,43%. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 1,10%, sendo de -3,99%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 3,72%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

3. Desempenho operacional

Clientes: a RGE encerrou o ano com 3,1 milhões de clientes, com acréscimo de 31 mil consumidores, representando um crescimento de 1,0%.

Em 2023, as vendas para o mercado cativo totalizaram 11.390 GWh, uma queda de 3,3% em relação a 2022.

A participação das principais classes de consumo no total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora em 2023 foi de 51,9% para a classe residencial, 14,6% para a classe comercial e 9,5% para a classe industrial. Para essas classes de consumo, destaca-se:

- **Classe Residencial:** crescimento de 2,7%, devido a melhora da massa de renda real e o incremento de unidades consumidoras em 2023 quando comparado ao ano de 2022. Em contrapartida tivemos o impacto negativo referente ao aumento de unidades de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída);
- **Classe Comercial:** redução de 6,2%, refletindo o incremento de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) e menores temperaturas registradas em 2023, quando comparado ao ano de 2022;
- **Classe Industrial:** redução de 14,4%, refletindo a desaceleração da produção industrial, a migração de clientes cativos para o mercado livre e o incremento de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída).

Nota: as vendas para o mercado cativo não consideram a energia vendida por meio da tarifa de uso (Uso D) das permissionárias que se tornaram parcialmente livres ao longo de 2023, incluída na linha de "Outras Concessionárias, Permissionárias e Autorizadas" da nota explicativa de "Receita Operacional".

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a RGE obteve em 2023 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 77,9, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee, resultado 7,7 pontos (ou 8,0%) acima do resultado de 2022. O índice foi superior à média nacional de 72,5, e fez com que a empresa subisse da 13ª para a 7ª posição no ranking de sua categoria.

Fornecimento de energia: a RGE 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 2023, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 8,63 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 3,98 vezes.

4. Desempenho Econômico-Financeiro

Receita operacional: a receita operacional bruta foi de R\$ 14.713 milhões em 2023, representando uma redução de 0,5% (R\$ 80 milhões), decorrente das seguintes reduções: (i) de 23,2% (R\$ 441 milhões) na receita com construção de infraestrutura; (ii) de 4,1% (R\$ 393 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (iii) de 18,9% (R\$ 101 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão. Estas variações foram parcialmente compensadas pelos seguintes aumentos: (iv) de 346,2% (R\$ 461 milhões) no ativo e passivo financeiro setorial; (v) de 16,9% (R\$ 385 milhões) em outras receitas; e de 3,5% (R\$ 10 milhões) no suprimento de energia elétrica.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 4.429 milhões em 2023, representando um aumento de 1,8% (R\$ 77 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 10.284 milhões no ano, representando uma redução de 1,5% (R\$ 157 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): em 2023, o EBITDA foi de R\$ 2.860 milhões, representando um aumento de 9,1% (R\$ 239 milhões), devido às seguintes reduções: (i) de 23,2% (R\$ 441 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; (ii) de 1,1% (R\$ 54 milhões) no custo com energia elétrica. Essas reduções foram parcialmente compensadas pelas seguintes variações: (i) aumento de 8,3% (R\$ 99 milhões) no PMSO (despesas com pessoal, material, serviços de terceiros, outros custos/despesas operacionais e entidade de previdência privada). A variação no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 18,9% (R\$ 74 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 4,6% (R\$ 5 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 11,6% (R\$ 36 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Redução de 3,1% (R\$ 11 milhões) em outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Redução de 38,8% (R\$ 6 milhões) em entidade de previdência privada.

Além disso, houve uma redução de 1,5% (R\$ 157 milhões) na receita operacional líquida.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2023	2022
Lucro Líquido	1.124.512	1.065.789
Amortização	515.596	474.783
Resultado Financeiro	608.457	501.841
Contribuição Social	162.782	153.772
Imposto de Renda	448.387	424.710
EBITDA	2.859.735	2.620.896

* Conforme Resolução CVM nº 156/22.

Lucro líquido: a RGE apurou lucro líquido de R\$ 1.125 milhões em 2023, representando um crescimento de 5,5% (R\$ 59 milhões), refletindo o aumento de 9,1% (R\$ 239 milhões) no EBITDA. Esta variação foi parcialmente compensada pelos seguintes aumentos: (i) de 21,2% (R\$ 107 milhões) na despesa financeira líquida; (ii) de 5,7% (R\$ 33 milhões) no imposto de renda e contribuição social; e (iii) de 8,6% (R\$ 41 milhões) em amortização.

Endividamento: no final de 2023, a dívida financeira (incluindo derivativos) da RGE atingiu R\$ 7.256 milhões, representando um aumento de 7,6%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 1.488 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. Aspectos ESG (ambientais, sociais e de governança)

A RGE 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/ESG é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaques a seguir.

Plano ESG 2030: aprovado em novembro de 2022 como uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, traz diretrizes e estratégias organizadas em quatro pilares: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável. O plano se desdobra em 23 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, tendo sido revisado os compromissos 2, 4, 6, 9, 14 em janeiro de 2024. Mais informações em: <https://ri.cpfl.com.br/> > Estratégia de Sustentabilidade > Plano ESG 2030.

Monitoramento dos compromissos do Plano ESG 2030: 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 ESG 2030.

Comitê de Sustentabilidade: instância da diretoria executiva responsável por monitorar a execução da estratégia ESG, 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. Mais informações em: <https://ri.cpfl.com.br/> > Estratégia de Sustentabilidade > Mudanças Climáticas.

Sistema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): o Programa de Integridade do Grupo CPFL formaliza o compromisso com os valores éticos que permeiam suas ações e negócios, sendo composto por 4 dimensões que visam seu aprimoramento contínuo e evidenciam o tom e a prática da alta administração: (i) desenvolvimento, orientação e revisão de normas, com destaque para o Código de Conduta Ética; (ii) treinamentos, ações de comunicação, campanhas de sensibilização e engajamento para públicos internos e externos; (iii) apuração de denúncias, diligências e outros processos de avaliação de riscos; e, (iv) monitoramento de indicadores, avaliações pelo Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET) e reporte dos resultados do Programa de Integridade. O Programa conta, ainda, com um canal de ética gerido por uma empresa externa e independente, e um processo de apuração de registros éticos que garante o sigilo, anonimato e não retaliação do denunciante de boa fé. Dentre as ações executadas no decorrer de 2023, temos como principal destaque a manutenção da Certificação ISO 37001 – Sistema de Gestão Antissuborno que atesta o alto padrão de governança e transparência com que o Grupo CPFL conduz suas atividades. Além disso, enfatizamos a nota máxima no quesito Ética nos Negócios do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3); a revisão do Código de Conduta Ética para Fornecedores, bem como da Instrução do Programa de Integridade, e ainda; treinamentos sobre temas do Programa de Integridade para colaboradores e fornecedores, a aplicação do formulário de conflito de interesses para especialistas, coordenadores e cargos gerenciais e acima, a disponibilização do primeiro Game de Integridade e 12 Conversas Mensais de Integridade, das quais destacamos os temas “Política Anticorrupção e fomento da cultura de integridade”, “Assédio moral e tratamento desrespeitoso”, “Assédio sexual e importunação sexual”, e “Código de Conduta Ética para fornecedores”, dentre outras ações de comunicação; além de apurações de denúncias, avaliações de riscos e emissão de pareceres de *due diligence* e *background check*.

Relacionamento com a Comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a RGE atua, em 2023 destacam-se: **(i) CPFL Jovem Geração:** foram executados projetos de transformação social através da cultura e esporte, por meio de projetos voltados para a redução dos níveis de vulnerabilidade social, beneficiando cerca de 3.600 crianças e jovens das comunidades parceiras do grupo; **(ii) RGE nos Hospitais:** foram executados projetos de melhorias na infraestrutura hospitalar, pesquisas oncológicas e humanização hospitalar, beneficiando cerca de 35 mil pessoas; **(iii) CPFL Intercâmbio Brasil-China (programação presencial e digital – alcance nacional):** foram executados projetos que visam as trocas culturais, fortalecendo os diálogos entre os dois países. Ao todo, a frente atingiu 813 mil espectadores; **(iv) Circuito CPFL:** através da frente Circuito CPFL, levamos cinema movido a energia solar, alcançando mais de 10 mil espectadores; **(v) Café Filosófico CPFL (programação digital – alcance nacional):** realizamos 33 gravações em nosso estúdio e 2 gravações especiais comemorativas, uma em Porto Alegre e outra em Campinas. Ao todo, ao longo de 2023, foram 154 exibições dos programas Café e Café Expresso na TV Cultura e no Youtube; **(vi) Voluntariado:** o programa atendeu 6 ONGs ao longo do ano; e **(vii) Eficiência Energética (0,5% da ROL):** em 2023 foram investidos R\$ 37,9 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: R\$ 7,1 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na (a) regularização de 1.559 clientes; (b) substituição de 30.068 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); e (c) 1.061 trocadores

de calor. Foram executados, também, projetos educacionais (d) RGE nas Escolas, que beneficiou 12.931 alunos e capacitou 1.144 professores do ensino fundamental e médio no uso consciente e seguro da energia elétrica, com um investimento de R\$ 4,7 milhões. Tivemos ainda, (e) a realização de projetos de Iluminação Pública, que proporcionaram a substituição de 1.403 pontos de Iluminação por LED, com um investimento total de R\$ 6,4 milhões. Por fim, (f) investimento de R\$ 18,7 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 da área de concessão e substituição de geladeiras tradicionais por freezers científicos em unidades de saúde.

Gestão de Recursos Humanos: em 2023, treinamos 1.013 colaboradores da base ativa. Foram 3.937 mil horas treinadas. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com escolas para formação de eletricitas ao longo do ano, foram 11 turmas, 268 participantes, 267 aprovados e 267 contratados.

Rede de Valor: em 2023, foram realizados 3 encontros da Rede de Valor, todos em formato online. Eles contaram com a participação de 98 parceiros e abordaram os seguintes temas: Cenário Macroeconômico, Planejamento Estratégico CPFL, Plano ESG 2030, Sustentabilidade na Cadeia de Suprimentos, Diversidade e Inclusão e Segurança do Trabalho.

7. Auditores Independentes

A PriceWaterHouseCoopers Auditores Independentes (PwC) foi contratada pela RGE 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 2023, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza

Asseguração de *covenants* financeiros

Serviços de *compliance* tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)

Revisão da ECD Contábil do ano calendário

Licença de software e prestação de serviços de suporte técnico

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.

Em linha com o previsto pela Resolução CVM 162/22, a administração possui políticas e controles que tratam, dentre outros assuntos, sobre o porte da empresa de auditoria a ser contratada para fins de auditoria das demonstrações financeiras e sobre as regras de contratação de fornecedores para serviços de auditoria e "extra-auditoria". Tal política, dentre outros motivos, tem como objetivo evitar a existência de conflitos de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes. Ademais, a PwC 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 RGE Sul agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2023. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidas.

A Administração.

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

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, 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 da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, CEP 93032-525 - Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 6 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3,1 milhões de consumidores.

1.1 Mudanças climáticas

Como posicionamento frente às Mudanças climáticas, Companhia declara seu compromisso com os objetivos do Acordo de Paris e com a necessidade de limitar o aumento da temperatura média global em 1,5°C, com a consequente redução e neutralização das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

Anualmente, a Companhia realiza o Inventário de Emissões de GEE com base na metodologia GHG Protocol. faz as medições e divulgação dos três escopos do inventário, sendo eles:

- Escopo 1: Emissões diretas que pertencem ou são controladas pela companhia
- Escopo 2: Emissões indiretas relacionadas a compra de energia elétrica e a perdas técnicas de distribuição e transmissão de energia
- Escopo 3: Emissões indiretas relacionadas à cadeia de valor.

A Companhia considera em sua estratégia o Plano ESG 2030 (Environmental, Social and Governance), o qual demonstra as diretrizes de atuação para todos os negócios e orienta a realização de investimentos alinhados às tendências globais para o desenvolvimento sustentável. A estrutura do plano considera três compromissos principais relacionados à descarbonização das operações: (i) Ser carbono neutro a partir de 2025¹, reduzindo 56% das emissões dos escopos 1, 2 e 3 até 2030; e (ii) Oferecer soluções de baixo carbono para nossos clientes, com metas anuais de receitas de IRECs (certificados internacionais de energia renovável) e de créditos de carbono.

Na publicação “Nossa jornada contra as mudanças climáticas” a CPFL divulga suas estratégias, os riscos e oportunidades para a Companhia, de acordo com a metodologia Task Force for Climate-related Financial Disclosures – TCFD (Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima).

¹ Neutralização em 2026 referente ao Inventário de GEE 2025.

1.2 Capital circulante líquido negativo

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia apresentou nas demonstrações financeiras, o capital circulante líquido negativo de R\$ 156.189, sendo que, caso necessário, potenciais aprovações de financiamento serão realizadas. A Companhia tempestivamente monitora o capital circulante líquido e sua geração de caixa, bem como as projeções de lucros suportam e viabilizam o plano de redução deste capital circulante líquido.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas 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") e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM").

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 23 de fevereiro de 2024.

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 32 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 possam 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, 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 32);
- Nota 12 – Outros ativos (provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada);
- Nota 14 – Intangível (principais premissas em relação aos valores recuperáveis);
- Nota 16 – Empréstimos e financiamentos (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 17 – Debêntures (principais premissas para determinação do valor justo);
- Nota 18 – Entidade de previdência privada (principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos);
- Nota 20 – Impostos, taxas e contribuições a recolher (incertezas sobre os tributos sobre o lucro);
- Nota 21 – 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 32 – Instrumentos Financeiros - derivativos (principais premissas para determinação do valor justo).

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pela Companhia.

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. 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.

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 podem incluir 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 25).

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 32). 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.

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 32.

- 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 nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 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 esperada 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 com vida útil indefinida como o ágio, são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos 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: ágio, intangível de concessão) 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. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, 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 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão sendo considerada patrocinadora deste plano. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- i. Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.
- ii. Plano de Benefício Definido: a obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano.

3.8 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 destes montantes 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.

3.9 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 no decorrer da prestação do serviço, 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.

3.10 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 para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social 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 prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporariamente indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

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 anualmente e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.11 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.

3.12 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 e demais subsídios tarifários - nota 25.3).

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.

3.13 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 a 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 e 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, classificáveis 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.

3.14 Arrendamentos

Com a adoção do CPC 06 (R2) a Companhia passou a reconhecer um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento na data de início do arrendamento. O passivo de arrendamento é mensurado inicialmente pelo valor presente dos pagamentos de aluguéis que não foram pagos na data de transição, descontados usando a taxa incremental, uma taxa nominal fixa baseada no endividamento da Companhia.

O prazo do arrendamento equivale ao período mínimo não cancelável dos contratos e a Companhia não adiciona ao prazo do arrendamento os períodos cobertos por uma opção de renovação, exceto nos casos em que a Companhia esteja razoavelmente certa de que a opção de renovação será exercida. O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente ao custo, que compreende o valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento e, quando aplicável, ajustado para quaisquer pagamentos de arrendamento efetuados de forma antecipada, custos diretos iniciais incorridos, estimativas de custo para desmontagem e remoção e incentivos recebidos.

O ativo de direito de uso é subsequentemente amortizado pelo mesmo método de amortização aplicado para itens similares do ativo intangível de direito de concessão e, se aplicável, também será reduzido por perdas por redução ao valor recuperável. A Companhia remensura o passivo de arrendamento se houver uma alteração no prazo do arrendamento ou se houver alteração nos pagamentos futuros de arrendamento resultante de alteração no índice ou na taxa utilizada para determinar esses pagamentos, reconhecendo o valor da remensuração do passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

3.15 Mudanças nas principais políticas contábeis

A partir de 1º de janeiro de 2023, a Companhia adotou as alterações ao CPC 32 de tributos sobre lucro, o qual, estabeleceu o reconhecimento de imposto diferido sobre transações que, no reconhecimento inicial, dão origem a montantes iguais de diferenças temporárias tributárias e dedutíveis, mas vale ressaltar que na Companhia, não houve impactos significativos com a adoção das alterações na norma. Também levou em consideração as mudanças ocorridas no CPC 23 considerando as mudanças introduzidas na definição de estimativas contábeis e os esclarecimentos a respeito da distinção de estimativas contábeis e políticas contábeis. Por fim, destaca-se também a adoção ocorrida no CPC 26 (R1) no que concerne a aplicação de julgamento de materialidade para as políticas contábeis, ao levar em consideração que as políticas contábeis materiais são aquelas que, em conjunto com outras informações das demonstrações contábeis, influenciem nas decisões dos principais usuários das demonstrações contábeis. Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2023, mas, assim como as destacadas acima, não afetaram materialmente as demonstrações financeiras da Companhia.

3.16 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Novas normas e emendas às normas foram emitidas pela CVM e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023. A Companhia não adotou essas alterações de forma antecipada na preparação destas demonstrações financeiras:

(a) Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes (CPC 26 (R1))

Em maio de 2022 a CVM aprovou as alterações ao CPC 26 (R1) para esclarecer os requisitos para a apresentação de passivos nas demonstrações financeiras. As alterações estabelecem que a classificação de passivos como circulantes ou não circulantes se baseia nos direitos da entidade existentes na data do balanço. Assim, para uma entidade classificar passivos como não circulantes, deve possuir o direito discricionário de refinanciamento da obrigação e de evitar a liquidação dos passivos por no mínimo doze meses da data do balanço, por exemplo.

As alterações serão vigentes para períodos iniciados em, ou após, 1º de janeiro de 2024 e serão aplicáveis para mudanças nas políticas e estimativas contábeis que ocorrerem em, ou após, o início desse período.

(b) Divulgações Gerais relacionadas à Sustentabilidade e Divulgações Relacionadas ao Clima.

Para as Companhias abertas, a elaboração e divulgação do relatório de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade foi aprovada pela CVM através da Resolução CVM 193 de 20 de outubro de 2023, com adoção voluntária a partir de 1º de janeiro de 2024 e adoção obrigatória a partir de 1º de janeiro de 2026.

Para as novas interpretações e mudanças citadas acima ainda não estão vigentes, destaca-se que a Companhia está avaliando as alterações dos pronunciamentos, mas não espera impactos relevantes sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras, e não adotará os relatórios de sustentabilidade e clima de forma voluntária e antecipada para 2024.

(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.

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 32) 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 valor novo 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>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Saldos bancários	44.753	34.501
Aplicações financeiras	<u>245.098</u>	<u>430.412</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	4.882	-
Títulos de crédito privado (b)	182.398	430.412
Fundos de investimento (c)	57.818	-
Total	<u>289.851</u>	<u>464.913</u>

- Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários ("CDB's") e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").
- Corresponde a operações de curto prazo em: (i) ("CDB's") no montante de R\$ 150.068 (R\$ 354.544 em 31 de dezembro de 2022) e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 32.330 (R\$ 75.868 em 31 de dezembro de 2022), todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,00% do ("CDI") (100,81% do CDI em 31 de dezembro de 2022).
- Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média 100,38% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI, lastreadas em títulos

públicos federais, CDB's e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Através de fundos de investimentos	84.646	615
Total	<u>84.646</u>	<u>615</u>

Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira ("LF") e Letra Financeira do Tesouro ("LFT"), através de cotas de fundos de investimento, no montante de R\$ 84.646, cuja remuneração equivalente, na média de 100,38% do CDI e R\$ 615 em 31 de dezembro de 2022 cuja remuneração é equivalente, à média de 100% da TR.

(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2023	31/12/2022
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	372.318	172.400	25.343	570.061	477.509
Industrial	22.391	16.937	17.857	57.186	54.920
Comercial	83.178	27.251	26.389	136.818	114.624
Rural	54.773	15.671	11.912	82.356	81.247
Poder público	23.546	2.823	3.829	30.199	25.511
Iluminação pública	42.135	895	1.266	44.296	24.249
Serviço público	14.091	1.256	167	15.514	14.963
Faturado	612.433	237.233	86.763	936.429	793.022
Não faturado	572.667	-	-	572.667	421.331
Parcelamento de débito de consumidores	27.298	13.006	16.640	56.945	69.373
Operações realizadas na CCEE	13.325	-	-	13.325	10.624
Concessionárias e permissionárias	13.020	-	-	13.020	16.757
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(2.150)	-	-	(2.150)	(2.477)
Outros	131	-	-	131	1.799
	<u>1.236.724</u>	<u>250.239</u>	<u>103.404</u>	<u>1.590.367</u>	<u>1.310.429</u>
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(89.350)	(91.405)
Total				<u>1.501.016</u>	<u>1.219.024</u>
Não circulante					
Precatórios	23.148	-	-	23.148	31.148
Parcelamento de débito de consumidores	29.461	-	-	29.461	27.021
Total	<u>52.610</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>52.610</u>	<u>58.168</u>

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.

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 32 (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 31/12/2021	(110.379)	(17.099)	(127.478)
Provisão revertida (constituída) líquida	(152.940)	128	(152.813)
Recuperação de receita	67.383	-	67.383
Baixa de contas a receber provisionadas	104.531	-	104.531
Saldo em 31/12/2022	(91.405)	(16.972)	(108.377)
Provisão revertida (constituída) líquida	(122.213)	14	(122.199)
Recuperação de receita	51.615	-	51.615
Baixa de contas a receber provisionadas	72.653	-	72.653
Saldo em 31/12/2023	(89.350)	(16.958)	(106.308)

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2023	31/12/2022
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	3.563	-
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	12.142	-
Imposto de renda e contribuição social a compensar	87.119	25.465
Imposto de renda e contribuição social a compensar	102.825	25.465
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	7.162	12.234
ICMS a compensar	117.503	118.375
Programa de integração social - PIS	456	416
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.103	1.920
Outros	11	22
Outros tributos a compensar	127.235	132.966
Total circulante	230.059	158.431
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	174	174
Imposto de renda a compensar - IRPJ	229	229
Imposto de renda e contribuição social a compensar	403	403
ICMS a compensar	165.094	167.012
Programa de integração social - PIS	918	872
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.227	4.016
Outros	671	671
Outros tributos a compensar	170.910	172.572
Total não circulante	171.313	172.974

Antecipações de Contribuição social – CSLL e Imposto de renda – IRPJ – refere-se ao recolhimento a maior de estimativas de IRPJ e CSLL do ano de 2023.

Imposto de renda e contribuição social a compensar – referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte – 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	31/12/2023	31/12/2022
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	144.817	95.175
COFINS sobre ICMS	667.035	446.033
Total circulante	811.851	541.208
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	201.904	351.562
COFINS sobre ICMS	929.981	1.611.664
Total não circulante	1.131.885	1.963.226
Passivo	31/12/2023	31/12/2022
<u>Circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	413.695	250.942
Total circulante	413.695	250.942
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	1.261.704	2.069.786
Total não circulante	1.261.704	2.069.786

Em 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002).

Considerando as duas ações judiciais (RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” e RGE “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107”), o montante total até dezembro de 2023 de ativos de tributos a compensar é de R\$ 1.943.736 e do passivo com consumidores é de R\$ 1.675.399.

Para a RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar foram reconhecidos nas demonstrações financeiras, que atualizado até 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.059.161 (R\$ 1.685.452 em 31 de dezembro de 2022). Sendo que, entre julho de 2021 e dezembro de 2023 já foram compensados R\$ 1.463.910.

Em relação, ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 790.824, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2021 (R\$ 228.800), junho 2022 (R\$ 657.746) e junho 2023 (R\$ 887.749) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 1.774.295.

Ainda em 2021, tendo em vista (i) decisão do Supremo Tribunal Federal (“STF”) em março de 2017 do tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõem a base de cálculo do PIS e da COFINS (ii) decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) 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 (iii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273 (R\$ 755.750 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), “Processo judicial nº. 5003290-12-2017.4.04.7107” embora a ação desta empresa ainda não ter recebido a certificação do trânsito em julgado. O saldo atualizado até dezembro de 2023 é de R\$ 884.575.

Foi publicada a Lei n. 14.385 em 28 de junho de 2022, a qual determina que a ANEEL promova, nos processos tarifários, a destinação integral do crédito em questão em proveito dos consumidores afetados pela cobrança de tributo a maior. A Companhia entende que tal dispositivo legal não lhe retira o direito de ter vertido em seu favor os créditos abarcados pela prescrição (acima de 10 anos), bem como continuará acompanhando os desdobramentos deste tema, de forma a adotar as medidas que sejam necessárias para resguardar seu direito.

Sobre este tema, em dezembro/2022 a Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), entidade da qual a Companhia é associada, ajuizou Ação Direta de Inconstitucionalidade perante o Supremo Tribunal Federal, distribuída sob nº 7324 questionando referida legislação, a qual pende de julgamento.

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, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor até o momento, não significa qualquer renúncia de direito.

(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 31/12/2022			Resultado financeiro (nota 25)		Resultado financeiro (nota 28)		Recebimento		Saldo em 31/12/2023		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária	Devolução do crédito de PIS/COFINS	CDE Eletrobrás	Diferido	Homologado	Total	
Parcela "A"	106.559	142.402	248.961	23.989	(94.812)	19.258	-	(23.549)	246.526	(72.678)	173.848	
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CDE (**)	(6.505)	(16.976)	(23.481)	(16.684)	33.701	(1.688)	-	(23.549)	3.019	(34.721)	(31.702)	
Custos energia elétrica	(353.691)	(321.852)	(675.543)	(422.571)	583.458	(58.533)	-	-	(271.845)	(301.344)	(573.189)	
ESS e EER (***)	(45.225)	172.098	126.873	114.593	(176.781)	6.049	-	-	50.971	19.762	70.734	
Proíndia	-	21.604	21.604	(17.067)	(12.722)	(1.229)	-	-	-	(9.415)	(9.415)	
Rede básica	146.292	35.318	181.609	295.363	(159.332)	30.602	-	-	234.975	113.267	348.243	
Repasse de Itaipu	158.741	340.504	499.245	(135.390)	(389.594)	25.519	-	-	(78.212)	77.991	(221)	
Transporte de Itaipu	9.575	(1.394)	8.181	35.347	(7.057)	2.358	-	-	29.732	9.098	38.830	
Neutralidade dos encargos setoriais	23.418	(5.860)	17.558	28.376	13.202	515	-	-	66.896	(7.246)	59.650	
Sobrecontratação	174.119	(81.040)	93.079	141.885	20.313	15.665	-	-	211.014	59.929	270.943	
Bandeira Tarifária Faturada	(164)	-	(164)	139	-	-	-	-	(25)	-	(25)	
Outros componentes financeiros	(96.406)	(277.054)	(373.460)	(65.517)	729.996	(4.203)	(887.749)	-	(72.027)	(528.908)	(600.934)	
Devolução do crédito de PIS/COFINS	-	(319.853)	(319.853)	-	766.664	-	(887.749)	-	-	(440.939)	(440.939)	
Outros	(96.406)	42.799	(53.607)	(65.517)	(36.667)	(4.203)	-	-	(72.027)	(87.969)	(159.996)	
Total	10.153	(134.653)	(124.499)	(41.528)	635.184	15.055	(887.749)	(23.549)	174.499	(601.587)	(427.087)	
Ativo circulante			52.746								130.933	
Ativo não circulante			56.675								113.565	
Passivo circulante			(134.653)								(527.433)	
Passivo não circulante			(98.267)								(144.152)	

(*) 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 3.13. 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: (i) Devolução do crédito de PIS/COFINS: conforme a Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.206 relativa ao RTP de 2023, foi considerado o passivo financeiro setorial decorrente dos créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no valor de R\$ 887.749. Este valor estava registrado em PIS/COFINS devolução consumidores e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais no segundo trimestre de 2023 (nota 8.1). **(ii) Outros:** (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão, entre outros.

Recebimento – CDE Eletrobrás:

Conforme disposto na Resolução CNPE nº 15/2021, parte dos recursos decorrentes da Privatização da Eletrobrás serão destinados à modicidade tarifária por meio de aportes ao fundo setorial CDE, com início em 2022 e término em 2047. Nesse período, os recursos anuais aportados ao Fundo Setorial da CDE serão repassados às distribuidoras para reversão nos processos tarifários subsequentes em benefício dos consumidores. O repasse de 2023 ocorreu em maio, cujo valor de R\$ 23.549 foi homologado por meio do Despacho nº 1.120 de 24 de abril de 2023.

(10) DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1- Composição dos (débitos) e créditos fiscais diferidos:

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	228	20.449
Benefício fiscal do intangível incorporado	35.280	37.396
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(148.943)</u>	<u>(147.899)</u>
Subtotal	(113.435)	(90.054)
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	634	59.677
Benefício fiscal do intangível incorporado	109.916	118.657
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	<u>(413.730)</u>	<u>(410.831)</u>
Subtotal	(303.179)	(232.498)
Total	<u>(416.614)</u>	<u>(322.552)</u>

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de bases negativas e prejuízo fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de lucros tributáveis futuros.

10.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. A taxa anual de amortização aplicada é linear de 4,11% ao ano.

10.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2023		31/12/2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e outras	21.313	59.203	19.153	53.202
Entidade de previdência privada	1.842	5.117	1.566	4.351
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	10.093	28.036	10.323	28.675
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	(1.055)	(2.931)	(805)	(2.237)
Provisão relacionada a pessoal	2.039	5.665	1.711	4.753
Marcação a Mercado - Derivativos	2.088	5.799	18.334	50.928
Marcação a Mercado - Dívidas	(9.284)	(25.790)	(24.266)	(67.405)
Derivativos	(19.928)	(55.355)	(26.534)	(73.707)
Registro da concessão - ajuste do intangível	1.202	3.340	1.516	4.212
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(202.097)	(561.381)	(165.083)	(458.564)
Outros	41.085	114.124	9.707	26.964
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais	3.644	10.123	6.621	18.393
Marcação a Mercado - Derivativos	70	194	109	302
Marcação a Mercado - Dívidas	(267)	(742)	(565)	(1.568)
Total	(148.943)	(413.730)	(147.899)	(410.831)

10.4 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no não circulante, decorrentes de bases negativas, prejuízos fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

<u>Expectativa de recuperação</u>	
2024	237.558
2025	72.598
2026	68.523
2027	83.539
Total	462.218

10.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2023 e 2022:

	2023		2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	1.735.681	1.735.681	1.644.271	1.644.271
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.830)	(4.830)	(5.664)	(5.664)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	65.734	65.734	61.704	61.704
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	12.102	(3.132)	8.272	(1.472)
Base de cálculo	1.808.687	1.793.453	1.708.583	1.698.839
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(162.782)	(448.363)	(153.772)	(424.710)
Provisão para riscos fiscais	-	(24)	-	-
Total	(162.782)	(448.387)	(153.772)	(424.710)
Corrente	(142.120)	(385.258)	(75.842)	(206.102)
Diferido	(20.662)	(63.129)	(77.930)	(218.608)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social e diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 83.791 (R\$ 296.538 em 2022), refere-se a, (i) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 em 2022), (ii) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 79.263 (R\$ 122.066 em 2022) e crédito de (iii) diferenças temporárias de R\$ 6.329 (débito R\$ 163.615 em 2022).

10.6 - 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 2023 e 2022 foram os seguintes:

	2023		2022	
	CSSL	IRPJ	CSSL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(3.262)	(3.262)	(110.620)	(110.620)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	(29.837)	(29.837)	28.785	28.785
Base de cálculo	(33.099)	(33.099)	(81.835)	(81.835)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	2.979	8.275	7.365	20.459
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(2)	(5)	-	-
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	2.977	8.270	7.365	20.459
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	2.872	2.872	3.736	3.736
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados sobre o risco de crédito	(258)	(718)	(336)	(934)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	2.718	7.552	7.029	19.525

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2021	5.904.078
Transferência - ativo contratual	1.595.009
Transferência - intangível em serviço	885
Ajuste ao valor justo	559.063
Baixas	(48.646)
Saldo em 31/12/2022	8.010.390
Transferência - ativo contratual	961.735
Transferência - intangível em serviço	(27.109)
Ajuste ao valor justo	462.815
Baixas	(55.342)
Saldo em 31/12/2023	9.352.489

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, e 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 25) no resultado do exercício.

Em 2023, o valor das baixas de R\$ 55.342 (R\$ 48.646 em 2022) referem-se tanto à do ativo de R\$ 29.344 (R\$ 27.878 em 2022) como à baixa de sua respectiva atualização de R\$ 25.998 (R\$ 20.768 em 2022).

(12) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Adiantamentos - fornecedores	15	256	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	35.541	29.417	-	-
Ordens em curso	147.273	168.303	-	-
Serviços prestados a terceiros	6.886	7.464	-	-
Despesas antecipadas	41.297	26.236	14.110	2.885
Contas a receber - CDE	80.097	67.878	-	-
Adiantamentos a funcionários	9.112	6.825	-	-
Arrendamentos e alugueis	29.890	21.613	-	-
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber	4.383	4.378	-	-
Outros	28.707	21.221	14.602	16.158
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa (nota 7)	(16.958)	(16.972)	-	-
Total	366.243	336.620	28.712	19.043

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 22).

Despesas antecipadas - refere-se principalmente a antecipação de despesas com PROINFA e licença de *software*.

Contas a receber – CDE – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 13.064 (R\$ 13.997 em 31 de dezembro de 2022); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 64.420 (R\$ 51.200 em 31 de dezembro de 2022) (nota 25.3) e (iii) subvenção de bandeira tarifária no montante de R\$ 2.613 (R\$ 2.681 em 31 de dezembro de 2022).

Outros: refere-se, principalmente, ao direito de uso dos contratos de arrendamento da Companhia.

(13) ATIVO CONTRATUAL

Saldo em 31/12/2021	650.777
Adições	1.978.276
Transferência - Intangível em serviço	(419.303)
Transferência - Ativo financeiro	(1.595.009)
Saldo em 31/12/2022	614.740
Adições	1.502.915
Transferência - Intangível em serviço	(211.075)
Transferência - Ativo financeiro	(961.735)
Saldo em 31/12/2023	944.845

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

(14) INTANGÍVEL

	Direito de concessão			Total
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço	Outros ativos intangíveis	
Saldo em 31/12/2021	305.882	2.030.802	3.907	2.340.592
Custo histórico	1.923.048	5.322.726	41.191	7.286.965
Amortização acumulada	(1.617.166)	(3.291.924)	(37.284)	(4.946.373)
Amortização	(52.099)	(412.572)	(1.418)	(466.090)
Transferência - ativo contratual	-	417.590	1.713	419.303
Transferência - ativo financeiro	-	(885)	-	(885)
Baixa e transferência - outros ativos	-	(28.950)	-	(28.950)
Saldo em 31/12/2022	253.783	2.005.985	4.203	2.263.970
Custo histórico	1.923.048	5.540.263	42.904	7.506.215
Amortização acumulada	(1.669.265)	(3.534.278)	(38.701)	(5.242.245)
Amortização	(52.099)	(458.185)	(1.566)	(511.851)
Transferência - ativo contratual	-	211.075	-	211.075
Transferência - ativo financeiro	-	27.109	-	27.109
Baixa e transferência - outros ativos	-	(34.699)	-	(34.699)
Saldo em 31/12/2023	201.683	1.751.284	2.637	1.955.604
Custo histórico	1.923.048	5.585.648	42.904	7.551.600
Amortização acumulada	(1.721.365)	(3.834.364)	(40.267)	(5.595.996)

Adquirido em Combinações de Negócios: Refere-se principalmente ao intangível decorrente de incorporações da AES Guaíba Empreendimentos e DOC 3 Participações S.A. A amortização deste intangível é efetuada pelo método linear conforme revisão do CPC 04 – Ativo Intangível.

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 o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção para os ativos qualificáveis. No exercício de 2023 foram capitalizados R\$ 13.448 (R\$ 20.847 em 2022), a uma taxa média de 7,38% a.a. (7,13% a.a. em 2022) (nota 28).

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 2023 e 2022, não houve necessidade de provisão de recuperação.

(15) FORNECEDORES

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de serviço do sistema	17.892	393
Suprimento de energia elétrica	458.408	420.673
Encargos de uso da rede elétrica	173.154	154.244
Materiais e serviços	273.680	315.150
Total	<u>923.133</u>	<u>890.460</u>
<u>Não circulante</u>		
Suprimento de energia elétrica	158.798	177.032
Encargos de uso da rede elétrica	60.762	67.739
Total	<u>219.560</u>	<u>244.771</u>

Os montantes de suprimento de energia elétrica e Encargos de uso da rede elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 35).

(16) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pós Fixado							
IPCA	2.216.290	-	(172.115)	196.681	-	(95.039)	2.145.817
Gastos com captação	(14.003)	-	-	3.149	-	-	(10.854)
Total moeda nacional	<u>2.202.287</u>	-	<u>(172.115)</u>	<u>199.830</u>	-	<u>(95.039)</u>	<u>2.134.963</u>
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	1.458.206	325.995	(327.006)	39.213	(87.395)	(38.704)	1.370.309
lene	-	360.000	-	1.287	409	-	361.696
Marcação a mercado	(79.539)	-	-	28.534	-	-	(51.005)
Total moeda estrangeira	<u>1.378.667</u>	<u>685.995</u>	<u>(327.006)</u>	<u>69.034</u>	<u>(86.986)</u>	<u>(38.704)</u>	<u>1.681.000</u>
Total	<u>3.580.954</u>	<u>685.995</u>	<u>(499.121)</u>	<u>268.864</u>	<u>(86.986)</u>	<u>(133.744)</u>	<u>3.815.963</u>
Circulante	491.124						534.107
Não circulante	3.089.830						3.281.856

Modalidade	Saldo em 31/12/2021	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2022
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pós Fixado							
TJLP	427	-	(426)	6	-	(7)	-
IPCA	1.903.727	297.139	(114.794)	225.108	-	(94.892)	2.216.290
Gastos com captação	(17.179)	-	-	3.176	-	-	(14.003)
Total moeda nacional	1.886.975	297.139	(115.220)	228.290	-	(94.899)	2.202.287
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	1.692.701	-	(119.198)	31.541	(115.664)	(31.174)	1.458.206
Euro	187.339	-	(168.330)	193	(18.865)	(337)	-
Marcação a mercado	(48.284)	-	-	(31.255)	-	-	(79.539)
Total moeda estrangeira	1.831.756	-	(287.528)	479	(134.529)	(31.511)	1.378.667
Total	3.718.732	297.139	(402.748)	228.769	(134.529)	(126.410)	3.580.954
Circulante	435.612						491.124
Não circulante	3.283.120						3.089.830

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.

Em 31 de dezembro de 2023 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 51.005 (R\$ 79.539 em 31 de dezembro de 2022), que reduzidos das perdas não realizadas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 53.495 (R\$ 76.740 em 31 de dezembro de 2022), contratados para proteção da variação cambial (nota 32.b), geraram uma perda total líquida não realizada de R\$ 2.490 (ganhos R\$ 2.799 em 31 de dezembro de 2022).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2023	31/12/2022	Faixa de vencimento	Garantia
Moeda nacional					
Mensuradas ao custo					
Pós Fixado					
IPCA					
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,74%	2.145.817	2.216.290	2020 a 2027	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
Gastos com captação		(10.854)	(14.003)		
Total moeda nacional		2.134.963	2.202.287		
Moeda estrangeira					
Mensuradas ao valor justo					
Empréstimo bancários (Lei 4.131)					
Dólar	US\$ + de 1,8258% a 4,732% e US\$ + Sofr 3 meses + 0,87%	1.370.309	1.458.206	2021 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Iene	Iene + de 0,9250%	361.696	-	2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado		(51.005)	(79.539)		
Total moeda estrangeira		1.681.000	1.378.667		
Total		3.815.963	3.580.954		

Determinados empréstimos bancários, principalmente os contratados em moeda estrangeira, possuem swap convertendo variação cambial e taxa pré-fixada para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 32. A taxa efetiva dos empréstimos mensurados ao custo variam de 79% a 83% do CDI.

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

Ano de vencimento

2025	1.121.708
2026	743.798
2027	1.461.836
Subtotal	3.327.342
Marcação a mercado	(45.486)
Total	3.281.856

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	
	2023	2022	31/12/2023	31/12/2022
IPCA	5,19	7,17	55,95	61,50
CDI	12,65	13,65	44,05	38,50
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Modalidade	Valor	Pagamento de juros	Amortização do principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro/Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
Moeda estrangeira						
Empréstimo bancário - Lei 4131	177.354	Semestral	Parcela única em Dezembro de 2025	Capital de giro	USD + 4,732%	CDI + 1,25%
Empréstimo bancário - Lei 4131	148.641	Semestral	Parcela única em Dezembro de 2025	Capital de giro	USD + 4,4906%	CDI + 1,25%
Empréstimo bancário - Lei 4131	360.000	Semestral	Parcela única em Julho de 2026	Capital de giro	YEN + 0,925%	CDI + 1,40%
	685.995					

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 2023.

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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

(17) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.719.109	-	-	236.579	(236.430)	1.719.258
IPCA	177.893	-	(88.038)	9.815	(7.044)	92.627
Gastos com captação	(5.977)	-	-	1.375	-	(4.602)
Total ao custo	1.891.025	-	(88.038)	247.769	(243.474)	1.807.283
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.560.188	250.000	-	156.082	(80.346)	1.885.924
Marcação a mercado	(196.354)	-	-	145.611	-	(50.743)
Total ao valor justo	1.363.834	250.000	-	301.693	(80.346)	1.835.181
Total	3.254.860	250.000	(88.038)	549.462	(323.820)	3.642.464
Circulante	130.440					284.265
Não circulante	3.124.420					3.358.199

Modalidade	Saldo em 31/12/2021	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2022
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.489.897	1.090.000	(865.000)	179.457	(175.245)	1.719.109
IPCA	168.163	-	-	18.662	(8.932)	177.893
Gastos com captação	(26.836)	(2.547)	-	23.407	-	(5.977)
Total ao custo	1.631.223	1.087.453	(865.000)	221.526	(184.177)	1.891.025
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.001.805	493.000	-	126.891	(61.508)	1.560.188
Marcação a mercado	(97.169)	-	-	(99.185)	-	(196.354)
Total ao valor justo	904.637	493.000	-	27.705	(61.508)	1.363.834
Total	2.535.860	1.580.453	(865.000)	249.232	(245.685)	3.254.860
Circulante	159.762					130.440
Não circulante	2.376.098					3.124.420

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures 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 de debêntures 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 debêntures, de modo a reduzir o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2023 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 50.743 (R\$ 196.354 em 31 de dezembro de 2022), acrescidos dos ganhos obtidos não realizados com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 33.906 (perdas R\$ 128.179 em 31 de dezembro de 2022), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 32), geraram um ganho total líquido não realizado de R\$ 84.649 (ganhos R\$ 68.175 em 31 de dezembro de 2022).

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2023	31/12/2022	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo					
Pós fixado					
CDI	CDI + 1,20% a 1,40%	1.719.258	1.719.109	2021 a 2028	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,35%	92.627	177.893	2017 a 2024	Fiança da CPFL Energia
Gastos com captação		(4.602)	(5.977)		
Total mensuradas ao custo		1.807.283	1.891.025		
Mensuradas ao valor justo					
Pós fixado					
IPCA	IPCA + 4,30% a 6,17%	1.885.924	1.560.188	2022 a 2033	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado		(50.743)	(196.354)		
Total mensuradas ao valor justo		1.835.181	1.363.834		
Total		3.642.464	3.254.860		

Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 32. A taxa efetiva das debêntures mensuradas ao custo variam, CDI + 1,20% a 1,58% e IPCA + 5,49%.

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

<u>Ano de vencimento</u>	
2025	144.144
2026	1.289.844
2027	200.428
2028	460.692
2029 a 2031	1.316.817
Subtotal	3.411.925
Marcação a mercado	(53.726)
Total	3.358.199

Adições no exercício:

Modalidade	Quantidade emitida	Montantes liberado em 2023	Pagamento de juros	Amortização do principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro/Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
Moeda nacional							
IPCA							
15ª Emissão	250.000	250.000	Semestral	3 Parcelas anuais a partir de outubro 2031	Investimento	IPCA + 6,1774%	CDI + 0,43%
	<u>250.000</u>	<u>250.000</u>					

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 2023.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- 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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

(18) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

18.1 – Características:

“Plano 1” (Plano Único da incorporada): Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

“Plano 2” (Plano Único da incorporadora): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

18.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2023		31/12/2022	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	471.126	634.759	439.609	589.674
Valor justo dos ativos do plano	(473.065)	(500.813)	(468.394)	(499.466)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(1.939)	133.947	(28.785)	90.209
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	1.939	-	28.785	-
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)	-	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	60.192	-	90.209

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2021	472.498	622.201
Custo do serviço corrente bruto	(79)	1.367
Juros sobre obrigação atuarial	42.801	56.456
Contribuições de participantes vertidas no exercício	160	565
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	10.647	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(52.349)	(45.221)
Benefícios pagos no exercício	(34.069)	(45.694)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2022	439.609	589.674
Custo do serviço corrente bruto	(80)	848
Juros sobre obrigação atuarial	43.830	58.821
Contribuições de participantes vertidas no exercício	164	739
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	23.182	32.825
Benefícios pagos no exercício	(35.579)	(48.148)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023	471.126	561.004
	Plano 1	Plano 2
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2021	(451.414)	(482.733)
Rendimento esperado no exercício	(40.933)	(43.517)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(160)	(565)
Contribuições de patrocinadoras	(2.308)	(2.286)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(7.648)	(16.049)
Benefícios pagos no exercício	34.069	45.694
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2022	(468.394)	(499.466)
Rendimento esperado no exercício	(46.955)	(49.605)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(164)	(739)
Contribuições de patrocinadoras	(2.304)	(4.481)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.173	5.320
Benefícios pagos no exercício	35.579	48.158
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023	(473.065)	(500.813)

18.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2023		31/12/2022	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Passivo atuarial líquido em 31/12/2022	-	90.209	21.084	139.458
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(214)	10.064	1.789	14.306
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.304)	(4.481)	(2.308)	(2.286)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	10.647	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	23.182	32.825	(52.349)	(45.221)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.173	5.330	(7.648)	(16.049)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(29.837)	-	28.785	-
Passivo atuarial líquido em 31/12/2023	-	60.192	-	90.209
Circulante		17		-
Não circulante		60.175		90.209

18.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2024 estão apresentadas no montante de R\$ 2.220 (plano 1) e R\$ 5.681 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2024	38.010	50.444
2025	39.240	51.958
2026	40.441	53.467
2027	41.701	55.040
2028 a 2033	274.774	364.910
Total	434.166	575.819

Em 31 de dezembro de 2023, a duração média da obrigação do benefício definido foi 9,6 anos (Plano 1) e 11,1 anos (Plano 2).

18.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2024 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2023 e 2022, são como segue:

	2024 estimadas		2023 realizadas		2022 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(2.130)	(716)	(80)	848	(79)	1.367
Juros sobre obrigações atuariais	43.901	52.024	43.830	58.821	42.801	56.456
Rendimento esperado dos ativos do plano	(44.305)	(46.569)	(46.955)	(49.605)	(40.933)	(43.517)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	188	-	2.991	-	-	-
Total da despesa (receita)	(2.346)	4.739	(214)	10.064	1.789	14.306

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2023	31/12/2022
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,71% a.a.	10,39% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,71% a.a.	10,39% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,73% a.a.(*)	5,88% a.a.(*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,85% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,85% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015 (-10)(**)	BR-EMS sb v.2015 (-20)(**)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE (Plano 1) foi de 4,30% em 2023 e de 4,45% em 2022.

(**) Tábua biométrica de mortalidade geral para o plano RGE Sul é BR-EMSsb v.2021 por sexo.

18.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2023 e 2022, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2024, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2023.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2023	2022	2023	2022
Renda fixa	79%	75%	79%	74%
Títulos públicos federais	66%	66%	64%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	3%	1%	3%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	2%	1%	3%
Fundos de investimento multimercado	11%	4%	13%	4%
Renda variável	8%	12%	9%	14%
Fundos de investimento em ações	8%	12%	9%	14%
Investimentos estruturados	9%	9%	8%	8%
Fundos de investimento multimercado	9%	9%	8%	8%
Cotados em mercado ativo	97%	97%	96%	96%
Imóveis	1%	1%	1%	1%
Operações com participantes	2%	2%	3%	3%
Outros ativos	0%	0%	0%	0%
Depósitos judiciais e outros	0%	0%	0%	0%
Não cotados em mercado ativo	3%	3%	4%	4%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

Metas 2024 - Fundação Família Previdência		
	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	81,4%	80,5%
Renda variável	6,0%	6,0%
Imóveis	0,8%	0,9%
Empréstimos e financiamentos	1,8%	2,6%
Investimentos estruturados	10,0%	10,0%
	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2024 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2023 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2024, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para as fundações atingirem os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de Asset Liability Management – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativo, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez dos mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

18.7 - Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 11.401 no plano 1 e R\$ 15.714 no plano 2 (redução de R\$ 10.931 no plano 1 e R\$ 15.051 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.715 no plano 1 e R\$ 12.608 no plano 2 (aumento de R\$ 8.480 no plano 1 e R\$ 12.307 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,71% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,46% a.a. e 9,96% a.a..

As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

18.8 - Risco de investimento:

Os planos de benefícios da Companhia possui a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC. que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos. Os planos de benefícios da Companhia tem sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do ano de 2023: a) redução de risco; b) aquisição de títulos públicos na curva; c) redução na exposição do Segmento de Renda Variável, e além disso, foi iniciada a estratégia de redução de duração dos planos, com migração dos Títulos Públicos - NTN-Bs com vencimento mais longos para vértices mais curtos. A Fundação Família Previdência utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco ("VaR"), Tracking Risk, Tracking Error e Teste de Perda em Cenário de Estresse ("Stress Test").

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição à risco de mercado dos portfólios dos planos, são calculadas a Exposição Base Ano EBA e realizadas Simulações de Stress. O EBA consiste em uma métrica que expressa a exposição a risco do portfólio como proporção do patrimônio, considerando-se a soma das exposições geradas por cada ativo, a partir da definição de choques sobre os respectivos fatores de risco.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

(19) TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2023	31/12/2022
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.315	1.355
Conta de desenvolvimento energético - CDE	24.042	7.937
Bandeiras tarifárias e outros	477	1
Total	25.835	9.292

(20) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Imposto de renda e contribuição social a recolher				
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	-	14.659	7.730	7.138
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	-	7.766	2.148	2.016
Total	-	22.425	9.878	9.154

	Circulante	
	31/12/2023	31/12/2022
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	55.744	-
Programa de integração social - PIS	11.372	8.412
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	52.666	39.138
Outros	17.516	18.456
Total	137.298	66.007

Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços – ICMS – a redução em 2022 deve-se principalmente às alterações trazidas pela Lei Complementar nº 194/2022, que foram: (i) redução da alíquota de ICMS sobre energia elétrica e (ii) não incidência do ICMS sobre determinados itens do faturamento. Adicionalmente, o saldo a pagar também foi reduzido em razão da liberação pela Sefaz/SP de créditos acumulados de ICMS (artigo 73 e seguintes do RICMS). Em 09 de fevereiro de 2023, a liminar cautelar nº 7.195 que determinou a suspensão da não incidência do ICMS sobre serviços de transmissão, distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica, que passaram a ser tributados novamente, a partir de 18 de fevereiro de 2023.

Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ: no não circulante, refere-se às provisões para riscos fiscais referentes aos tributos sobre o lucro.

A Companhia possui outros 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 21.

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

	31/12/2023		31/12/2022	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	78.414	28.041	83.841	39.054
Cíveis	67.819	10.986	68.577	12.072
Fiscais	34.444	45.667	20.764	42.829
Regulatórios	51.905	-	34.645	-
Outros	-	-	369	-
Total	232.583	84.695	208.196	93.954

A movimentação das provisões está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2022	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2023
Trabalhistas	83.841	24.783	(10.924)	(27.959)	8.673	78.414
Cíveis	68.577	71.285	(12.619)	(65.361)	5.938	67.819
Fiscais	20.764	12.804	(5)	(1.062)	1.945	34.444
Regulatórios	34.645	12.180	-	-	5.080	51.905
Outros	369	-	(369)	-	-	-
Total	208.196	121.052	(23.917)	(94.383)	21.634	232.583

As provisões para riscos fiscais, cíveis e 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** - os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;
- Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, 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 principalmente INSS, FGTS, SAT, PIS e COFINS; e;
- Regulatórios** - os processos administrativos regulatórios estão relacionados a fiscalizações do órgão regulador.

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 2023 e 2022, estavam assim representadas:

	31/12/2023	31/12/2022	Principais causas
Trabalhistas	271.001	289.726	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	946.467	1.016.744	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos
Fiscais	1.251.688	1.119.564	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	615.894	580.542	INSS, ICMS, PIS e COFINS
Regulatório	106.339	79.320	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	3.191.389	3.085.896	

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

(22) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Consumidores e concessionárias	206.767	220.192	76.024	84.754
Programa de eficiência energética - PEE	98.014	135.235	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	50.921	54.235	18.543	16.348
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	20.304	15.232	-	-
Adiantamentos	1.853	18.344	985	2.051
Descontos tarifários - CDE	18.351	26.515	-	-
Folha de pagamento	4.623	4.137	-	-
Participação nos lucros	24.292	21.206	2.524	2.119
Convênios de arrecadação	40.150	38.239	-	-
Outros	19.830	12.584	47.513	49.902
Total	485.105	545.918	145.590	155.174

(*) 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. O saldo no passivo não circulante de R\$ 76.024 (R\$ 84.754 em 31 de dezembro de 2022), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

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 PEE e P&D. 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 PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária.

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.

Outros: refere-se, principalmente, ao passivo de arrendamento a pagar da Companhia (nota 3.14).

(23) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2023 e 2022 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações	
	Ordinárias	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99
Total	1.125.427	100,00

23.1 - 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 2023, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,44 vezes o EBITDA em 2023 (2,40 vezes em 2022), 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.

23.2 - Capital social

Através da AGO/E de 26 de abril de 2023, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2022 sem emissão de novas ações.

23.3 - Dividendos

Na AGO de 26 de abril de 2023 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2022, através de (i) dividendos intermediários no montante de R\$ 67.407 aprovado em dezembro de 2022, e (iii) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 185.718.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2023:

- Dividendo intermediário no montante de R\$ 142.000, utilizando-se o saldo da Reserva de reforço de capital de giro, aprovado em AGE de 20 de junho de 2023.
- Dividendo adicional proposto no montante de R\$ 6.027 e dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 267.072, que serão deliberados na AGO de abril de 2024.

No exercício de 2023, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 327.718 referente a dividendos.

23.4 Reserva de capital

Refere-se ao benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 152.248.

23.5 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.756.862, correspondente a (i) Reserva legal R\$ 344.299, (ii) Reserva de lucros a realizar R\$ 643.574 e (iii) Reserva estatutária – reforço de capital de giro R\$ 768.989.

23.6 Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 66.454 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 33 (R2);
- efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros líquidos dos efeitos tributários com saldo credor de R\$ 1.447 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

23.7 - 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:

	<u>2023</u>
Lucro líquido do exercício	1.124.512
Reserva legal	(56.226)
Reserva de lucros a realizar	(288.299)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(506.889)
Dividendo adicional proposto	(6.027)
Dividendo mínimo obrigatório	(267.072)

Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, a Administração está propondo a destinação de R\$ 506.889 à Reserva estatutária - reforço de capital de giro. Adicionalmente, parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 288.299, referente principalmente à atualização monetária do Ativo financeiro da concessão. Eventuais alterações nestas perspectivas que reflitam em alterações nas reservas poderão ser realizadas durante o exercício de 2024, mediante aprovação da Administração.

(24) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico

O cálculo do lucro por ação básico em 31 de dezembro de 2023 e 2022 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	1.124.512	1.065.789
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	1.125.427	1.125.427
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	999,19	947,01

Nos exercícios de 2023 e 2022 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ações que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

(25) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de Consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/12/2023	31/12/2022	2023	2022	2023	2022
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	2.647.288	2.618.664	5.907	5.753	5.105.746	5.140.312
Industrial	18.589	17.299	1.078	1.259	886.787	1.026.876
Comercial	183.311	178.460	1.658	1.768	1.506.844	1.667.058
Rural	225.189	229.900	1.320	1.458	899.103	975.962
Poderes públicos	23.578	22.862	380	360	329.344	326.332
Iluminação pública	614	574	535	537	261.931	269.557
Serviço público	4.041	3.911	278	296	213.518	238.188
Fornecimento faturado	3.102.610	3.071.670	11.157	11.430	9.203.272	9.644.284
Consumo próprio	224	236	6	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	62.182	13.728
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(5.531.104)	(4.973.807)
Fornecimento de energia elétrica	3.102.834	3.071.906	11.163	11.436	3.734.350	4.684.205
Outras concessionárias, permissionárias e autorizadas			227	342	202.601	212.319
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(135.788)	(111.666)
Energia elétrica de curto prazo			1.338	1.380	96.517	76.616
Suprimento de energia elétrica			1.566	1.722	163.330	177.269
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					5.666.892	5.085.473
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.716.817	1.473.348
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(50.999)	(64.447)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					1.456.110	1.896.946
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					593.656	133.045
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					436.817	538.295
Aporte CDE - baixa renda, demais subsídios tarifários					803.533	707.953
Outras receitas e rendas					192.889	160.852
Outras receitas operacionais					10.815.715	9.931.465
Total da receita operacional bruta					14.713.396	14.792.939
Deduções da receita operacional						
ICMS					(1.659.470)	(1.747.535)
PIS					(180.785)	(171.301)
COFINS					(832.524)	(788.935)
ISS					(154)	(152)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.505.094)	(1.465.147)
Programa de P & D e eficiência energética					(84.525)	(80.700)
PROINFA					(75.579)	(68.862)
Bandeiras tarifárias e outros					-	(13.902)
Outros					(91.347)	(15.656)
					(4.429.477)	(4.352.189)
Receita operacional líquida					10.283.920	10.440.750

25.1 - 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, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada. Os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais, homologados em revisão tarifária periódica e amortizados até a próxima revisão tarifária periódica, e assim sucessivamente, conforme dispõe o submódulo 2.1 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) obrigações especiais e estão sendo amortizadas e apresentadas líquidas no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25 e (ii) passivos financeiros setoriais os quais estão sendo amortizados e apresentados líquido na receita operacional líquida.

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

Em junho de cada ano, a ANEEL, através de Resolução Homologatória (“REH”), reajusta a tarifa da Companhia. As tarifas têm vigência de 16 de junho até 15 de junho do ano subsequente e os últimos reajustes com reflexos nessas demonstrações financeiras, foram:

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a REH nº 3.206, relativo à revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas em 1,67%, sendo 7,22% referentes ao reajuste tarifário econômico e menos 5,55% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 1,10%.

Em 14 de junho de 2022 a ANEEL publicou a REH nº 3.044 postergando o reajuste tarifário da Companhia. Em 22 de junho de 2022, a ANEEL publicou a REH nº 3.045, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas em 8,72%, sendo 7,60% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,12% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 10,98%.

25.3 – 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 2023, foi registrada receita de R\$ 803.533 (R\$ 707.953 em 2022), sendo (i) R\$ 82.647 (R\$ 79.667 em 2022) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 651.878 (R\$ 595.080 em 2022) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 36.793 (R\$ 32.775 em 2022) de subvenção CCRBT e (iv) R\$ 431 de desconto tarifário – liminares em 31 de dezembro de 2022 e (iv) R\$ 32.215 de custeio temporário dos componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) conforme institui a Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022.

25.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da REH nº 3.165, de 13 de dezembro de 2022, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO, relativas às competências de janeiro a março de 2023.

A REH nº 175, de 07 de março de 2023, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2023 e as quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2023.

A CDE Conta-Covid foi criada pela REN nº 885, de 23 de junho de 2020 com as quotas homologadas pelo despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, com retificação por meio do despacho nº 939 de 05 de abril de 2021, cujos valores são pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2021 até 2026.

A CDE Escassez Hídrica, criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022, cujas quotas foram homologadas por meio do despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023, sendo os valores pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2023.

25.5 – ICMS: Suspensão da não incidência de ICMS nas tarifas de energia elétrica:

Em 23 de junho de 2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194, que determinou a redução das alíquotas do ICMS sobre energia elétrica pelos Estados, bem como reduziu a base de cálculo do tributo. Nesse contexto, a Companhia realizou a análise das normas e legislações estaduais sobre o tema de forma a refletir o melhor entendimento da nova determinação em seus sistemas de faturamento.

Em 09 de fevereiro de 2023, a liminar cautelar nº 7.195 determinou a suspensão da não incidência do ICMS sobre serviços de transmissão, distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica, que passaram a ser tributados novamente, a partir de 18 de fevereiro de 2023.

(26) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2023	2022	2023	2022
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	3.148	3.215	679.318	936.675
PROINFA	269	278	122.186	166.119
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	11.505	11.855	2.440.315	2.405.054
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(291.923)	(312.537)
Subtotal	14.921	15.347	2.949.896	3.195.311
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			1.260.803	1.009.597
Encargos de transporte de itaipu			115.638	89.518
Encargos de conexão			177.981	187.872
Encargos de uso do sistema de distribuição			6.094	5.208
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			50.063	192.011
Encargos de energia de reserva - EER			293.858	208.772
Crédito de PIS e COFINS			(176.157)	(156.597)
Subtotal			1.728.280	1.536.380
Total			4.678.176	4.731.691

(*) Conta de energia de reserva

(27) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Outros custos com operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Outras despesas operacionais						Total	
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Pessoal	262.431	223.883	-	-	108.529	93.711	94.309	73.847	-	-	465.269	391.441
Entidade de previdência privada	9.850	16.095	-	-	-	-	-	-	-	-	9.850	16.095
Material	91.345	104.543	583	471	27.870	9.941	4.622	3.983	-	-	124.421	118.939
Serviços de terceiros	161.780	151.347	642	467	40.720	38.005	146.256	123.175	-	-	349.398	312.993
Custos com construção da infraestrutura	-	-	1.456.110	1.896.946	-	-	-	-	-	-	1.456.110	1.896.946
Outros	31.532	23.742	(3)	(4)	23.901	24.227	127.268	124.327	87.679	94.028	270.377	266.320
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	23.998	25.846	-	-	-	-	23.998	25.846
Arrendamentos e aluguéis	30.883	24.273	-	-	-	-	(411)	394	-	-	30.472	24.667
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	6.902	6.904	-	-	6.902	6.904
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	731	-	111.817	112.102	-	-	112.548	112.102
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	84.137	92.320	84.137	92.320
Outros	650	(531)	(3)	(4)	(828)	(1.618)	8.961	4.927	3.542	1.708	12.321	4.481
Total	556.938	519.609	1.457.332	1.897.880	201.020	165.884	372.455	325.332	87.679	94.028	2.675.425	3.002.734

(28) RESULTADO FINANCEIRO

	2023	2022
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	59.044	64.997
Acréscimos e multas moratórias	88.201	95.830
Atualização de créditos fiscais	135.995	159.487
Atualização de depósitos judiciais	6.044	6.759
Atualizações monetárias e cambiais	17.528	23.087
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	4.368	5.881
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	30.357	116.562
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(4.450)	(23.427)
Outros	13.918	25.691
Total	351.004	474.867
Despesas		
Encargos de dívidas	(478.233)	(424.638)
Atualizações monetárias e cambiais	(333.677)	(369.367)
(-) Juros capitalizados	13.448	20.847
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(15.302)	(7.773)
Atualização da exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 8.1)	(122.167)	(146.836)
Outros	(23.530)	(48.943)
Total	(959.461)	(976.709)
Resultado financeiro	(608.457)	(501.841)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,38% a.a. em 2023 (7,13% a.a. em 2022) 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\$ 82.773 (perdas R\$ 401.706 em 2022) (nota 32).

(29) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2023, 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 Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 18 - Entidade de Previdência Privada.

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 2023, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 7.848 (R\$ 7.561 em 2022). Este valor é composto por R\$ 6.514 (R\$ 6.600 em 2022) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 162 (R\$ 116 em 2022) de benefícios pós-emprego e R\$ 1.172 (R\$ 845 em 2022) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se ao valor registrado 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, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	2023	2022	2023	2022
Alocação de despesas entre empresas								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	938	532	10.323	4.792	-	-	77.655	49.783
Arrendamento e aluguel								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	957	297	-	-	234	246
Contrato de Mútuo								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	-	-	-	-	9.918
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	267.072	185.718	-	-	-	-
Ativo contratual, intangível, materiais e prestação de serviço								
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	10.929	-	6.779	15.516	-	-	4.762	61.514
Entidades sob o controle da CPFL Energia (*)	357	555	8.441	10.457	27	-	61.975	139.597
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	14	23	4.967	11.318	113	137	364.177	382.471
Empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia	-	-	5.839	6.245	-	-	78.861	51.245
Encargos - Rede básica								
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	6	-	-	-	-	123.923	102.182
Outras operações financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A. (**)	-	-	382.230	380.000	-	-	2.230	-
Entidades sob o controle da CPFL Energia	91	-	13.844	24.451	-	3.453	1.863	866
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	-	-	-	-	(50)	-	-

(*) 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 o montante de R\$ 22.328 no exercício (R\$ 18.378 em 2022), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(**) Em 21 de dezembro de 2022 a Companhia efetuou a emissão de debêntures no montante de R\$ 1.090.000 MM, com taxa efetiva anual de CDI + 1,20% pelo o prazo de quatro anos, sendo adquirida pela State Grid Brazil Power Participações S.A com saldo de R\$ 382.230 MM (R\$ 380.000 MM em 31 de dezembro de 2022).

(30) 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>31/12/2023</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos nomeados	133.000
Transporte	Transporte nacional	548.868
Responsabilidade civil	Geral e risco ambiental	50.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	396.178
Garantia	Seguro Garantia	1.965.954
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		3.244.000

Determinadas apólices para cobertura de responsabilidade civil são compartilhadas entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

(31) 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 ou limites de risco encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem dos limites de riscos propostos;
- 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; e
- Deliberar sobre as propostas de alteração no Mapa Corporativo de Riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração:

- Observar as responsabilidades previstas nos Regimento Interno dos Comitês de Assessoramento;

- Acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites de risco aprovados;
- Orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento; e
- Tomar conhecimento: (i) dos modelos de monitoramento dos riscos; (ii) das exposições aos riscos; e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos.

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 riscos 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 da Política de Gestão de Riscos 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 por:

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;
- Identificar e documentar os riscos aos quais a Companhia está exposta;
- Desenvolver, em conjunto com os gestores dos negócios, modelos e/ou indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação e propostas de limite;
- Monitorar periodicamente as exposições aos riscos e acompanhar a implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios;
- Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa pela ultrapassagem de limite para a Diretoria Executiva da Companhia;
- Acompanhar e reportar status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados; e
- Avaliar o ambiente de controles internos da Companhia e interagir 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 32. 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 32.

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. Ao longo de 2023, observa-se continuidade do cenário hidrológico favorável ocorrido em 2022, e os principais reservatórios seguem em níveis confortáveis.

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.

(32) 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(*)	31/12/2023	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	289.851	289.851
Titulos e valores mobiliarios	6	(a)	Nível 1	84.646	84.646
Derivativos	32	(a)	Nível 2	286.594	286.594
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	9.352.489	9.352.489
Total				10.013.580	10.013.580
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	2.134.963	2.134.963
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	1.681.000	1.681.000
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	1.807.284	1.807.735
Debêntures - principal e encargos (**)	17	(a)	Nível 2	1.835.180	1.835.180
Derivativos	32	(a)	Nível 2	84.659	84.659
Total				7.543.086	7.538.537

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda de R\$ 174.145 em 2023 (um ganho de R\$ 130.440 em 2022).

(***) 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; (vi) ativo financeiro setorial e (vii) arrendamento.

- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar, (iv) FNDCT/EPE/PROCEL, (v) convênios de arrecadação, (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2023 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.

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.

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 2023 e 2022 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 (notas 16 e 17). 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 2023 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)				Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional	
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾					Ganho (Perda) na marcação a mercado
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	41.079	(61.582)	(20.503)	25.962	(46.465)	US\$ + (Sofr 3 meses + 0,87%) ou (1,83% a 4,73%)	CDI + 0,8% a 1,26%	fev/24 a jun/26	1.594.772
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(23.077)	(23.077)	(16.046)	(7.030)	lene + 0,925%	CDI + 1,40%	jul/26	360.000
	<u>41.079</u>	<u>(84.659)</u>	<u>(43.580)</u>	<u>9.915</u>	<u>(53.495)</u>				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	245.514	-	245.514	211.608	33.906	IPCA + 4,3% a 6,1774%	104,3% a 111,07% do CDI ou CDI + 0,6%	jan/24 a out/33	1.642.600
	<u>245.514</u>	<u>-</u>	<u>245.514</u>	<u>211.608</u>	<u>33.906</u>				
Total	<u>286.594</u>	<u>(84.659)</u>	<u>201.934</u>	<u>221.523</u>	<u>(19.589)</u>				
Circulante	47.774	-							
Não circulante	238.820	(84.659)							

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 nocional 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 31/12/2022	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2023
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	294.929	(267.671)	194.265	221.523
Marcação a mercado (*)	(204.919)	185.330	-	(19.589)
Total	<u>90.010</u>	<u>(82.341)</u>	<u>194.265</u>	<u>201.934</u>
Ativo circulante	39.714			47.774
Ativo não circulante	128.930			238.820
Passivo não circulante	(78.634)			(84.659)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente de 2023 refere-se 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 as dívidas para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (notas 16 e 17).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos no resultado do exercício. 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 2023 e 2022 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de 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	
	2023	2022	2023	2022
Varição de taxas de juros	(38.495)	(30.968)	-	-
Marcação a mercado	161.653	(62.368)	432	761
Varição cambial	(229.176)	(265.292)	-	-
Marcação a mercado	23.245	(43.078)	-	212
Total	<u>(82.773)</u>	<u>(401.706)</u>	<u>432</u>	<u>973</u>

c) Ativos financeiros da concessão

Conforme mencionado acima, a Companhia tem classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado. A movimentação e respectivos ganhos (perdas) no resultado do exercício em 2023 de R\$ 462.815 (R\$ 559.063 em 2022), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas 11 e 25.

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 quantificou os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, Iene, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

e.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2023 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	(1.326.146)		(55.168)	290.161	635.489
Derivativos - swap plain vanilla	1.344.168		55.918	(294.103)	(644.125)
	18.023	baixa dólar	749	(3.943)	(8.637)
Instrumentos financeiros passivos	(354.854)		(33.255)	63.772	160.799
Derivativos - swap plain vanilla	366.671		34.362	(65.896)	(166.154)
	11.817	baixa iene	1.107	(2.124)	(5.355)
Total	29.840		1.856	(6.067)	(13.992)
Efeitos no resultado do exercício			1.856	(6.067)	(13.992)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2023 foi de R\$ 4,84 para o dólar e R\$ 0,03 para o iene.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A.- Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$ 5,04 e R\$ 0,04 e a depreciação cambial de 4,16% e 9,37%, do dólar e do iene respectivamente em 31.12.2023.

(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 baixa do dólar e do euro portanto o câmbio foi 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 2023 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Taxa no período	Cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	365.286				36.930	46.163	55.396
Instrumentos financeiros passivos	(1.719.258)				(173.817)	(217.271)	(260.725)
Derivativos - swap plain vanilla	(3.483.269)				(352.158)	(440.198)	(528.238)
	(4.837.241)	alta CDI	11,65%	10,11%	(489.045)	(611.306)	(733.567)
Instrumentos financeiros passivos	(4.073.624)				(142.169)	(106.627)	(71.085)
Derivativos - swap plain vanilla	1.974.363				68.905	51.679	34.453
Ativo financeiro da concessão	9.352.489				326.402	244.801	163.201
	7.253.228	baixa IPCA	4,62%	3,49%	253.138	189.853	126.569
Ativos e passivos financeiros setoriais	(427.087)				(43.178)	(53.973)	(64.768)
	(427.087)	alta SELIC	11,65%	10,11%	(43.178)	(53.973)	(64.768)
Total	1.988.901				(279.085)	(475.426)	(671.766)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					26	(20)	(66)
Efeitos no resultado do exercício					(279.111)	(475.406)	(671.700)

(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 risco 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, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa e 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 2023 e 2022 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- ou 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 32b). A Administração não identificou para os exercícios de 2023 e 2022 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 2023, 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.

31/12/2023	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	883.897	39.237	-	-	-	219.560	1.142.693
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	32.149	423.260	374.485	2.160.013	1.496.490	-	4.486.397
Derivativos	32	-	-	-	84.659	-	-	84.659
Debêntures - principal e encargos	17	-	169.854	503.287	2.115.219	1.008.715	1.497.337	5.294.412
Taxas regulamentares	19	25.835	-	-	-	-	-	25.835
Outros	22	17.668	228.105	21.448	-	-	76.024	343.245
Consumidores e concessionárias		17.668	187.955	1.144	-	-	76.024	282.791
EPE / FNDCT / PROCEL		-	-	20.304	-	-	-	20.304
Convênio de arrecadação		-	40.150	-	-	-	-	40.150
Total		959.548	860.455	899.220	4.359.891	2.505.206	1.792.921	11.377.241

(33) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2023 um valor de R\$ 13.448 (R\$ 20.847 em 2022) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 28).

Ainda em 2023, houve o aumento do capital social (nota 23) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 mesmo período de 2022), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2022.

(34) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2023	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 4 anos	2.676.938	4.934.902	2.263.984	-	9.875.825
Compra de energia de Itaipu	Até 4 anos	662.159	1.517.042	762.611	-	2.941.811
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 4 anos	1.714.554	3.403.845	1.410.542	-	6.528.941
Projetos de construção de subestação	Até 2 anos	106.900	5.032	-	-	111.932
Fornecedores de materiais e serviços	Até 14 anos	1.366.312	1.921.814	1.231.107	3.803	4.523.036
Total		6.526.864	11.782.635	5.668.243	3.803	23.981.545

(35) EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 219.560 (R\$ 244.771 em 31 de dezembro de 2022), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para

torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 76.024 (R\$ 84.754 em 31 de dezembro de 2022 (nota 22).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

(36) EVENTO SUBSEQUENTE

Empréstimos e Financiamentos

Em 14 de fevereiro de 2024, houve a liberação referente financiamento Lei 4.131, no montante de R\$ 199.100 - (JPY 5,792,000.00), taxa de juros de 0,52% a.a., com pagamento de juros semestrais e amortização em agosto de 2024, para reforço de capital de giro.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

YUEHUI PAN
Vice Presidente

RAFAEL LUIS LUGOCH
Conselheiro

DIRETORIA

MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor de Assuntos Regulatórios

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6 S-RS

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217200/O-6 S-RS

RGE Sul
Distribuidora de
Energia S.A.
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2023
e relatório do auditor independente



Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 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, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

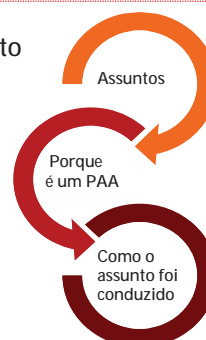
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2023, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com 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 intitulada "Responsabilidades do auditor 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 conforme 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 (PAA) 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.





RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Porque é um PAA

Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Notas 3.9 e 7)

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 baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor, que em 31 de dezembro de 2023 somava R\$ 572.667 mil.

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.

Devido à complexidade dos dados utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas técnicas e comerciais, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.

Em relação aos testes de transações, avaliamos 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.

Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração.

Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Porque é um PAA

Mensuração e classificação do ativo financeiro da concessão, do ativo contratual e do intangível (Notas 11, 13 e 14)

Em 31 de dezembro de 2023, a Companhia apresenta saldos de Ativo financeiro da concessão, Ativos contratual e Intangível (Direito de concessão - Infraestrutura), nos valores de R\$ 9.352.489 mil, R\$ 944.845 mil e R\$ 1.955.604 mil, respectivamente. Esses ativos estão relacionados com investimentos efetuados na concessão sujeitos à indenização ao final do contrato de prestação de serviços outorgados, ao direito contratual de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia e custo total de aquisição e construção deduzidos da amortização acumulada, reconhecidos nas demonstrações financeiras de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12) e Receita de Contrato com cliente CPC 47 (IFRS 15).

O reconhecimento desses investimentos realizados entre ativo financeiro da concessão, ativo contratual e intangível envolve complexidade e julgamento por parte da Administração, que pode impactar a mensuração e classificação desses ativos nas demonstrações financeiras.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro da concessão, o ativo contratual e o intangível.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos relacionados ao processo de construção do ativo contratual, assim como os controles internos relacionados à bifurcação entre ativo financeiro da concessão e ativo intangível no momento que o ativo inicia a sua operação.

Em complemento aos testes de controles descritos acima, avaliamos o modelo de bifurcação adotado pela Administração, e testamos os dados e as premissas utilizados na determinação da estimativa do montante relacionado ao direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício, e recalculamos a vida útil dos bens.

Também testamos a atualização monetária do ativo financeiro da concessão, com base nos índices previstos na regulamentação do setor elétrico, confrontando os índices utilizados pela Administração com os indicadores oficiais divulgados.

Testamos o cálculo da amortização do intangível, com base no prazo do contrato de concessão vigente, e avaliamos as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que as premissas e critérios adotados são razoáveis e consistentes com as divulgações em notas explicativas e com os dados e as informações obtidas em nossa auditoria.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Outros assuntos

Demonstração do Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de normas contábeis IFRS, 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 do auditor

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 da Companhia 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.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Responsabilidades do auditor 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 de uma 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 essas 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 e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

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, 21 de março de 2024

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/O-5



Adriano Formosinho Correia
Contador CRC 1BA029904/O-5

Demonstrações Contábeis Regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Balancos Patrimoniais em
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2023	31/12/2022
Ativo			
Ativo Circulante		3.485.271	2.845.882
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	289.851	464.913
Consumidores	6	1.476.821	1.194.120
Concessionárias e Permissionárias	6	26.345	27.381
Serviços em Curso		141.801	168.619
Tributos Compensáveis	7	230.059	158.431
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	811.851	541.208
Almoxarifado Operacional		20.743	30.167
Investimentos Temporários	8	120.188	30.032
Ativos Financeiros Setoriais	9	130.933	52.746
Despesas Pagas Antecipadamente		41.297	26.236
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	47.774	39.714
Outros Ativos Circulantes	11	147.605	112.314
Ativo Não Circulante		15.601.324	13.046.927
Consumidores	6	52.610	58.168
Tributos Compensáveis	7	171.313	172.974
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	1.131.885	1.963.226
Depósitos Judiciais e Cauções	18	84.695	93.954
Tributos Diferidos	10	-	84.731
Ativos Financeiros Setoriais	9	113.565	55.675
Despesas Pagas Antecipadamente		14.110	2.885
Bens e Direitos para Uso Futuro		7.041	378
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	238.820	128.930
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		219.274	271.374
Imobilizado	12	13.228.587	9.934.272
Intangível	12	339.423	280.358
Total do Ativo		19.086.594	15.892.809

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Balancos Patrimoniais em
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2023	31/12/2022
Passivo			
Passivo Circulante			
Fornecedores	13	923.133	890.460
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	14	823.557	627.163
Obrigações Sociais e Trabalhistas		70.264	63.899
Benefício Pós-Emprego	15	17	-
Tributos	17	137.298	88.432
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	26	267.072	185.718
Encargos Setoriais	16	195.074	213.993
Passivos Financeiros Setoriais	9	527.433	134.653
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	413.695	250.942
Outros Passivos Circulantes	19	283.915	312.752
		10.385.047	9.936.353
Passivo Não Circulante			
Fornecedores	13	219.560	244.771
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	14	6.652.206	6.228.405
Benefício Pós-Emprego	15	60.175	90.209
Provisão para Litígios	18	242.461	217.350
Encargos Setoriais	16	18.543	16.348
Tributos Diferidos	10	601.617	-
Passivos Financeiros Setoriais	9	144.152	98.267
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	84.659	78.634
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	1.261.704	2.069.786
Outros Passivos Não Circulantes	19	114.896	124.670
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20	985.073	767.913
		14.026.504	12.704.364
Total do Passivo			
Patrimônio Líquido			
Capital Social		2.853.248	2.842.391
Reservas de Capital		152.248	163.105
Outros Resultados Abrangentes		1.779.034	340.036
Reservas de Lucros		1.756.862	1.047.448
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		6.027	-
Lucros ou prejuízos Acumulados		(1.487.329)	(1.204.535)
Total do Patrimônio Líquido	21	5.060.090	3.188.445
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido			
		19.086.594	15.892.809

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações dos Resultados para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2023 e 2022

(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2023	2022
Receita	22	12.691.242	12.272.748
Fornecimento de Energia Elétrica		3.734.350	4.685.148
Suprimento de Energia Elétrica		66.813	100.652
Energia Elétrica de Curto Prazo		96.517	76.616
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		7.383.710	6.558.821
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		593.656	133.045
Serviços Cobráveis		12.662	11.454
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		803.533	707.010
Tributos		(2.662.446)	(2.707.907)
ICMS		(1.649.023)	(1.747.523)
PIS-PASEP		(180.745)	(171.301)
COFINS		(832.524)	(788.935)
ISS		(154)	(148)
Encargos - Parcela "A"		(1.756.544)	(1.644.267)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(42.262)	(40.350)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(42.262)	(40.350)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(1.505.094)	(1.465.147)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(15.981)	(15.656)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA		(75.579)	(68.862)
Outros Encargos		(75.366)	(13.902)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		8.272.252	7.920.574
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	23	(4.678.176)	(4.731.691)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(2.949.896)	(3.195.311)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(1.728.280)	(1.536.380)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		3.594.076	3.188.882
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(1.916.228)	(1.656.731)
Pessoal e Administradores	24	(475.119)	(407.526)
Material		(124.421)	(118.939)
Serviços de Terceiros		(349.398)	(312.993)
Arrendamento e Aluguéis		(36.016)	(34.878)
Seguros		(1.575)	(1.527)
Doações, Contribuições e Subvenções		-	2.587
Provisões		(107.990)	(97.438)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(70.584)	(85.430)
(-) Recuperação de Despesas		10.570	11.269
Tributos		(4.987)	(3.409)
Depreciação e Amortização		(688.171)	(510.335)
Depreciação		(604.196)	(423.166)
Amortização		(83.975)	(87.169)
Gastos Diversos		(134.696)	(133.332)
Outras Receitas Operacionais		204.938	164.121
Outras Despesas Operacionais		(138.779)	(128.902)
Resultado da Atividade		1.677.848	1.532.152
Resultado Financeiro	25	(608.457)	(501.813)
Receitas Financeiras		452.047	639.099
Despesas Financeiras		(1.060.504)	(1.140.912)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		1.069.391	1.030.338
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(389.200)	(368.020)
Resultado Líquido do Exercício		680.191	662.318
Atribuível aos Acionistas Controladores		680.191	662.318

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais)

	2023	2022
Resultado Líquido do Exercício	680.191	662.318
Outros Resultados Abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial, líquida dos Impostos	21.851	54.011
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	(1.896)	3.343
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Constituição de reserva de reavaliação, líquida dos impostos	1.580.577	-
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	1.600.532	57.354
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	2.280.723	719.672

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2023	31/12/2022
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	680.191	662.318
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	83.975	87.169
Depreciação	604.196	433.377
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	135.467	118.949
Imposto de renda e Contribuição social	389.200	368.020
Juros e variações monetárias	754.944	596.594
Obrigações pós-emprego	9.850	16.095
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	70.584	85.430
Provisões para litígios	107.793	97.149
Outros	5.544	-
	2.841.744	2.465.102
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(347.031)	28.530
Depósitos vinculados a litígios	15.304	18.940
Tributos compensáveis	690.753	375.392
Repasso do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(12.219)	(4.961)
Ativos financeiros setoriais	(127.191)	165.753
Outros ativos operacionais	49.225	168.277
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	16.542	240
Fornecedores	7.462	(176.291)
Passivos financeiros setoriais	(442.916)	125.618
Obrigações pós-emprego	(6.769)	(4.594)
Salários e encargos sociais	3.280	4.869
Tributos e contribuição social	153.524	(99.067)
Provisões para litígios pagos	(94.383)	(112.735)
Repasso para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(8.164)	7.321
Outros passivos operacionais	(66.270)	101.775
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	2.672.891	3.064.168
Encargos de dívidas pagos	(457.563)	(372.095)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(641.873)	(273.976)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.573.455	2.418.097
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(1.929.440)	(1.934.946)
Participação financeira do consumidor	441.772	(20.966)
Titulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(460.748)	(191.669)
Titulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	373.046	178.224
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(1.575.370)	(1.969.357)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	935.995	1.877.592
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(587.159)	(1.267.748)
Liquidação de operações com derivativos	(194.265)	(121.920)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(327.718)	(659.258)
Amortizações de mútuos com controladas e coligadas	-	(134.932)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	(173.147)	(306.266)
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	(175.061)	142.475
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	464.913	322.437
No fim do exercício	289.851	464.913

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2023 e 2022
(Valores expressos em milhares de reais)

	Outros Resultados Abrangentes			Reserva de lucros			Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total	
	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar				Reserva estatutária - reforço de capital de giro
Saldo em 31 de Dezembro de 2021	2.831.534	173.962	455.311	(142.316)	234.784	-	-	591.850	(851.102)	3.294.023
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	662.318	662.318
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	54.011	-	-	-	-	-	54.011
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação	-	-	(84.613)	-	-	-	-	-	84.613	-
Outros resultados abrangentes: efeito tributário da realização da reserva de reavaliação	-	-	34.578	-	-	-	-	-	-	(34.578)
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquida dos efeitos tributários	-	-	19.722	-	-	-	-	-	-	19.722
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	3.343	-	-	-	-	-	3.343
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	53.289	-	-	-	-	(53.289)
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	355.275	-	-	-	(355.275)
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	404.100	-	-	(404.100)
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo intermediário	-	-	-	-	-	-	-	-	(67.407)	(67.407)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	(591.850)	-	-	(591.850)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(185.718)	(185.718)
Saldo em 31 de Dezembro de 2022	2.842.391	163.105	424.998	(84.962)	288.073	355.275	404.100	-	(1.204.535)	3.188.445
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	680.191	680.191
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	21.851	-	-	-	-	-	21.851
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(161.533)	-	-	-	-	-	161.533	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquida dos efeitos tributários	-	-	1.580.577	-	-	-	-	-	-	1.580.577
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	(1.896)	-	-	-	-	-	(1.896)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	56.226	-	-	-	-	(56.226)
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	288.299	-	-	-	(288.299)
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	506.889	-	-	(506.889)
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo intermediário - AGE 20/06/2023	-	-	-	-	-	-	(142.000)	-	-	(142.000)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	6.027	-	(6.027)	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(267.072)	(267.072)
Saldo em 31 de Dezembro de 2023	2.853.248	152.248	1.844.041	(65.007)	344.299	643.574	768.989	6.027	(1.487.329)	5.060.090

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

Relatório da Administração Regulatório

Senhores e senhoras Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2023, 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 RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia" ou "Concessionária") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais - A RGE atua no segmento de distribuição de energia elétrica, aproveitando seu acervo de conhecimentos técnicos e gerenciais acumulados ao longo de sua existência. Em 2023, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,1 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. O volume de energia vendida pela Companhia, em termos percentuais, corresponde a 3,5% de participação no mercado nacional.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 3,3% em relação ao exercício de 2022. As classes industrial e comercial, registraram reduções de 14,4% e 6,2%, respectivamente, refletindo o crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora e o efeito da movimentação de clientes para o mercado livre. Já a classe Residencial registrou um crescimento de 2,7%, refletindo o aumento do número de consumidores em 2023 em relação a 2022 e o efeito positivo de temperatura no ano. Esses impactos foram parcialmente compensados pelo crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora.

O reconhecimento público com relação às medidas adotadas pela Companhia para melhorar a qualidade de seus serviços e o relacionamento com os consumidores pode ser verificado por meio do Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 77,9 pontos, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, resultado 7,7 pontos (ou 8,0%) acima do resultado de 2022. O índice foi superior à média nacional de 72,5 pontos, e fez com que a empresa subisse da 13ª para a 7ª posição no ranking de sua categoria. Tivemos também o reconhecimento da ANEEL na divulgação do Desempenho por distribuidora e Ranking da Continuidade, como sendo a distribuidora que mais evoluiu em 2023 no setor elétrico, com um avanço de 10 posições, em comparação ao ano de 2022.

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.

Perfil – A RGE distribui energia elétrica para aproximadamente 7,1 milhões de pessoas, numa área que abrange 381 municípios do Estado de Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, dentre eles, os municípios de Santana do Livramento, Uruguai e São Borja. Atende cerca de 3,1 milhões de consumidores cativos e 2.542 consumidores livres. Em 2023, a Concessionária distribuiu 11.384 GWh ao mercado cativo e 7.181 GWh ao mercado livre (incluindo Uso D).

Ligação de consumidores faturados – No ano de 2023, o mercado cativo teve 30.940 unidades consumidoras a mais do que em 2022. O aumento foi observado principalmente nas classes residencial (com 28.624 a mais do que em 2022), comercial (com 4.851 a mais do que em 2022) e industrial (com 1.290 a mais do que em 2022). Na classe rural houve redução de 4.711 nas unidades consumidoras em relação à quantidade de 2022. No caso da classe rural, essa diminuição deve-se, principalmente, à reclassificação de clientes, que foram alocados na classe comercial.

A seguir são apresentados os resultados sobre a quantidade de consumidores faturados e sua variação no período:

Segmento	Número de Consumidores				
	2019	2020	2021	2022	2023
Residencial	2.447.937	2.504.771	2.562.073	2.618.664	2.647.288
Comercial	178.340	174.478	175.366	178.460	183.311
Industrial	20.028	19.715	17.843	17.299	18.589
Rural	249.778	249.383	248.130	229.900	225.189
Poderes Públicos	21.252	22.009	22.115	22.862	23.578
Iluminação Pública	450	513	539	574	614
Serviço Público	3.532	3.599	3.780	3.911	4.041
Total	2.921.317	2.974.468	3.029.846	3.071.670	3.102.610
Variação	1,7%	1,8%	1,9%	1,4%	1,0%

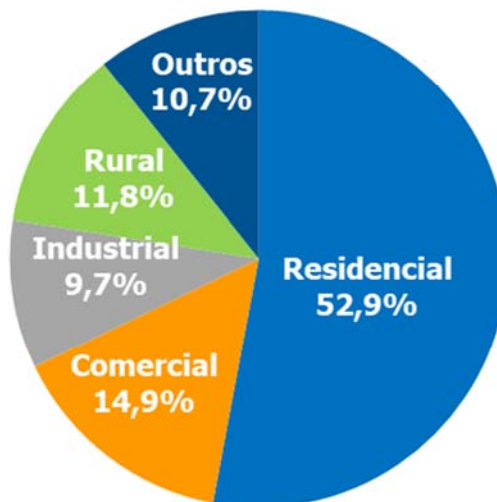
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da RGE, no período de janeiro a dezembro de 2023, totalizou 18.564 GWh, com uma redução de -0,7% em relação ao mesmo período de 2022, sendo 11.384 GWh para o mercado cativo (11.773 GWh em 2022), 6.453 GWh para o mercado livre (6.205 GWh em 2022) e 727 GWh como Uso D (709 GWh em 2022).

Destaque para a migração de clientes para o mercado livre, que levou a um crescimento de 3,9% nesse mercado. No mercado cativo, a classe residencial apresentou crescimento de 2,7% devido à melhora da massa de renda e ao incremento de unidades consumidoras em 2023 quando comparado ao ano de 2022. As classes industrial e comercial tiveram redução, respectivamente, de -14,4% e -6,2% em relação ao ano de 2022, sendo ambas afetadas principalmente pela migração de clientes cativos para o mercado livre. As classes rural e serviço público apresentaram redução, respectivamente, de -9,5% e -5,9% em relação ao ano de 2022, sendo afetadas pela reclassificação de consumidores para a classe comercial e pelo aumento da MMD (Micro e Minigeração Distribuída). A classe poder público apresentou desempenho positivo de 5,5% em relação a 2022 devido ao incremento de unidades consumidoras em 2023 se comparado ao ano de 2022.

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

GWh	Mercado Atendido				
	2019	2020	2021	2022	2023
Energia Faturada	14.566	13.884	12.928	11.773	11.384
Fornecimento	12.644	12.027	11.679	11.430	11.157
<i>Residencial</i>	<i>5.605</i>	<i>5.817</i>	<i>5.732</i>	<i>5.753</i>	<i>5.907</i>
<i>Comercial</i>	<i>2.227</i>	<i>1.879</i>	<i>1.833</i>	<i>1.768</i>	<i>1.658</i>
<i>Industrial</i>	<i>1.844</i>	<i>1.400</i>	<i>1.385</i>	<i>1.259</i>	<i>1.078</i>
<i>Rural</i>	<i>1.548</i>	<i>1.627</i>	<i>1.548</i>	<i>1.458</i>	<i>1.320</i>
<i>Poderes Públicos</i>	<i>370</i>	<i>300</i>	<i>316</i>	<i>360</i>	<i>380</i>
<i>Iluminação Pública</i>	<i>578</i>	<i>570</i>	<i>553</i>	<i>537</i>	<i>535</i>
<i>Serviço Público</i>	<i>472</i>	<i>434</i>	<i>313</i>	<i>296</i>	<i>278</i>
Suprimento p/ agentes de distribuição	1.922	1.857	1.250	342	227
Uso da Rede de Distribuição	5.153	5.075	6.310	6.914	7.181
<i>Consumidores Livres/Dist./Ger.</i>	<i>4.762</i>	<i>5.052</i>	<i>6.310</i>	<i>6.914</i>	<i>7.181</i>
<i>Consumidores Rede Básica</i>	<i>391,29</i>	<i>22,44</i>	-	-	-
Total	19.719	18.958	19.238	18.686	18.564
Variação	79,5%	-3,9%	1,5%	-2,9%	-0,7%

Mercado Cativo atendido Consumo por classe de consumidores- 2023



Perdas – O Plano de Perdas da RGE 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 RGE está focando 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 2022 e 2023, as perdas reais foram de 10,42% e 10,83%, 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 2021 e 2022, foram de 8,75% e 9,32%, respectivamente.

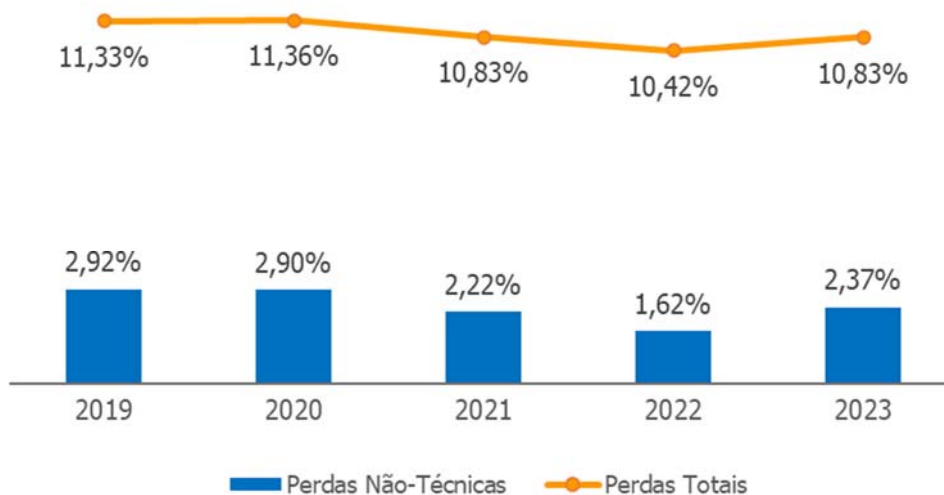
Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia, que em 2022 recuperou 92,3 GWh, através de inspeções em 81,9 mil unidades consumidoras, recorte de 13,0 mil instalações inativas religadas à revelia, além da implementação das melhorias de qualidade operacional, melhorando o ticket médio de energia. Por fim, a RGE regularizou mais de 0,7 mil consumidores clandestinos, além de blindar 3,0 mil consumidores em baixa tensão e mais de 110 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, além da inserção das energias de MMGD, razão pela qual diverge do valor utilizado pela Agência em outras análises.

Balço Energético					
Energia Requerida	2019	2020	2021	2022	2023
Venda de Energia	14.469	14.027	12.893	11.732	11.732
<i>Fornecimento</i>	<i>12.547</i>	<i>12.170</i>	<i>11.354</i>	<i>10.866</i>	<i>10.866</i>
<i>Suprimento p/ agentes de distribuição¹</i>	<i>1.922</i>	<i>1.857</i>	<i>1.539</i>	<i>866</i>	<i>866</i>
Consumidores Livres/Dist./Ger.	4.846	5.248	6.592	7.071	7.071
Consumidores Rede Básica	480	83	57	76	76
Mercado Atendido	19.795	19.359	19.542	18.879	18.879
Perdas na Rede Básica	409	402	393	386	347
Perdas na Distribuição	2.120	2.079	1.981	1.809	1.916
<i>Perdas Técnicas</i>	<i>1.468</i>	<i>1.445</i>	<i>1.494</i>	<i>1.468</i>	<i>1.420</i>
<i>Perdas não Técnicas - PNT</i>	<i>652</i>	<i>634</i>	<i>487</i>	<i>341</i>	<i>496</i>
PNT / Energia Requerida %	2,9%	2,9%	2,2%	1,6%	2,4%
Perdas Totais - PT	2.529	2.481	2.374	2.195	2.263
PT / Energia Requerida %	11,33%	11,36%	10,83%	10,42%	10,83%
Total	22.324	21.840	21.917	21.074	20.901
Perdas na D	9,67%	9,70%	9,20%	8,75%	9,32%

Notas: (1) Energia faturada de suprimento conforme critério utilizado para o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP).

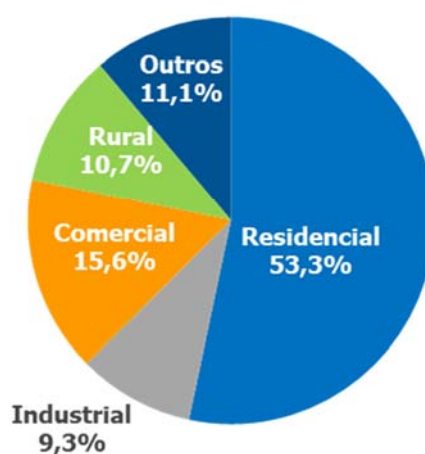
Obs.: Os números das linhas de Venda de Energia e de Consumidores Livres divergem dos apresentados na tabela Mercado Atendido por estarem na “visão carga”; os clientes do grupo A são faturados no mês seguinte ao consumo.



Receita líquida por classe de consumidores – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 7.603 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2023	2022	%
Residencial	4.054.394	3.996.147	1,5%
Industrial	703.578	826.170	-14,8%
Comercial	1.188.952	1.275.472	-6,8%
Rural	809.873	890.086	-9,0%
Outros	846.381	869.757	-2,7%
Total	7.603.177	7.857.632	-3,2%

Receita líquida por classe de consumidores - 2023



Número de consumidores – O número de consumidores em 2023 apresentou uma alta de 1,0%, conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores			
Classe	2023	2022	%
Residencial	2.647.288	2.618.664	1,1%
Industrial	18.589	17.299	7,5%
Comercial	183.311	178.460	2,7%
Rural	225.189	229.900	-2,0%
Outros	28.233	27.347	3,2%
Total	3.102.610	3.071.670	1,0%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da RGE em 2023, atingiu R\$ 681,50/MWh, com redução de 0,9% em relação a 2022.

Em 13 de junho de 2023, por meio da Resolução Homologatória (REH) nº 3.203, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em 1,67%, sendo 7,22% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -5,55% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 1,10% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 6,79% e da Parcela B de 0,43%.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	686,36
Comercial	717,07
Industrial	652,86
Rural	613,48
Outros	709,11
Tarifa Média	681,50

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	de 0 kWh a 50 kWh	Acima de 50 kWh
Tarifas brutas - R\$	800,98	821,96

Para as tarifas por faixa de consumo foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 50 kWh e acima de 50 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, detalhando os resultados das distribuidoras agrupadas:

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2019	14,01	6,25
2020	10,83	5,27
2021	10,84	4,83
2022	10,55	4,63
2023	8,63	3,98

Atendimento ao consumidor – A RGE, 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 da RGE, composta de 381 municípios, e é 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, realizam negociações de débitos de contas regulares e de irregularidade, recebem solicitações de ressarcimento de danos ou encaminham, bem como são responsáveis pelo relacionamento com 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 da RGE, no ano de 2023, houve negociações de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 6.816.314 mil.

Na RGE Sul, essa estrutura é composta por 17 agências de atendimento, 326 agentes credenciados (rede conveniada) e 731 imobiliárias, responsáveis por 4,83 milhões serviços gerados nos atendimentos em 2023.

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

Dados de atendimento da RGE:

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 7,1 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4,6 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- Site CPFL: 23,2 milhões de atendimentos realizados;
- Aplicativo CPFL Energia: 17,4 milhões de atendimentos realizados;
- WhatsApp: 3,9 milhões de atendimentos realizados;
- SMS: 404 mil mensagens recebidas;
- E-mail: 29,2 mil atendimentos realizados;
- Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais: 1,1 milhão de atendimentos realizados;
- Mídias Sociais (Facebook, Twitter, Reclame Aqui e Consumidor.gov): 25,4 mil atendimentos realizados.

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 2023, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: (I) ADR; (II) CP18 - Resolução 1000; (III) ARRC; (IV) Geração Distribuída; (V) Programa Gestão de RH; e (VI) Novo GED.

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 2023, a RGE alcançou receita líquida de R\$ 8.272 milhões, um aumento de 4,4% (R\$ 352 milhões), em decorrência principalmente das seguintes variações: (i) aumento de 12,6% (R\$ 825 milhões) na disponibilização do sistema de transmissão e distribuição; (ii) aumento de 346,2% (R\$ 461 milhões) no ativo e passivo financeiro setorial; (iii) aumento de 13,7% (R\$ 97 milhões) nas doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido; (iv) redução de 1,7% (R\$ 45 milhões) nos tributos; (v) aumento de 26,0% (R\$ 20 milhões) na energia elétrica de curto prazo; e (vi) aumento 10,5% (R\$ 1 milhão) nos serviços cobráveis. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas seguintes variações: (i) redução de 20,3% (R\$ 951 milhões) na receita de

fornecimento de energia elétrica; (ii) aumento de 6,8% (R\$ 112 milhões) nos encargos de parcela A; e (iii) redução de 33,6% (R\$ 34 milhões) em suprimento de energia elétrica.

Nos custos não gerenciáveis (Parcela A), houve uma redução de 1,1% (R\$ 54 milhões), devido à redução de 7,7% (R\$ 245 milhões) na Energia Elétrica Comprada para Revenda, parcialmente compensada pelo aumento de 12,5% (R\$ 192 milhões) no Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2023 foram de R\$ 1.916 milhões, um aumento de 15,7% (R\$ 259 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
Em R\$ mil	2023	2022
Resultado Líquido	680.191	662.318
Depreciação e Amortização	688.171	510.335
Resultado Financeiro	608.457	501.813
Impostos Sobre o Lucro	389.200	368.020
EBITDA	2.366.019	2.042.487

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 2.366 milhões em 2023, um aumento de 15,8% (R\$ 324 milhões). Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



Em 2023, a RGE apurou um Resultado Financeiro negativo (despesa financeira líquida) de R\$ 608 milhões, um aumento de 21,3% (R\$ 107 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 452 milhões, uma redução de 29,3% (R\$ 187 milhões), e a Despesa Financeira foi de R\$ 1.061 milhões, uma redução de 7,0% (R\$ 80 milhões).

Em 2023, a RGE apurou resultado líquido de R\$ 680 milhões, um aumento de 2,7% (R\$ 18 milhões).

Investimentos – Em 2023, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na RGE, totalizaram R\$ 1.213 milhões, uma redução de 37,2% em relação à 2022. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 8.488 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Plano de Desenvolvimento de Distribuição R\$ Mil	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
AIS Bruto	1.226.074	1.931.331	1.212.918	1.551.331	1.601.998	1.922.306	1.995.722	1.416.572
Transformador de Distribuição	115.329	140.706	144.699	62.965	64.415	65.677	66.922	68.354
Medidor	30.087	55.749	41.098	87.784	59.038	58.095	59.240	55.433
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	286.664	358.471	308.260	113.962	124.454	228.534	277.251	201.729
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	573.328	716.942	616.521	1.016.207	963.439	923.957	929.809	787.766
Redes Alta Tensão (69 kV)	51.569	107.394	24.861	83.265	75.871	145.854	180.520	96.772
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	68.206	39.071	5.291	122.388	60.996	142.541	119.026	25.127
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	8	-	-	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	177	362	-	74	74	75	6.100	75
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	59.033	256.773	14.054	51.731	174.172	218.105	150.941	137.313
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	17.653	180.545	24.834	12.954	79.539	139.470	205.913	44.003
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	-	460	191	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	24.018	74.858	33.108	-	-	-	-	-
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(49.555)	(117.905)	(64.757)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(49.555)	(117.905)	(64.757)	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Ultrapassagem de demanda</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Excedente de reativos</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Diferença das perdas regulatórias</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Outros</i>	-	-	-	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	2023R	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Plano de Investimentos 2023	1.212.918	1.551.331	1.601.998	1.922.306	1.995.722	1.416.572

R\$ Mil	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P
Plano de Investimentos 2022	1.242.974	1.558.909	1.449.624	1.698.554	1.726.412

Diferença	-2,4%	-0,5%	10,5%	13,2%	15,6%
------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2023 e de 2022 da RGE, 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 2023 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 RGE utilizou recursos de emissão de debêntures (R\$ 250 milhões). Já para reforço de capital de giro, a Companhia realizou captações sob amparo da Lei 4.131 (R\$ 686 milhões).

Valor adicionado – Em 2022, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE foi de R\$ 7.013 milhões, representando 55,3% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2023	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	465.055	6,6%
Remuneração direta	272.913	3,9%
Benefícios	175.063	2,5%
F.G.T.S.	17.080	0,2%
Impostos, taxas e contribuições	4.418.341	63,0%
Federais	2.752.176	39,2%
Estaduais	1.662.723	23,7%
Municipais	3.442	0,0%
Remuneração de capital de terceiros	1.004.864	14,3%
Juros	970.689	13,8%
Aluguéis	34.175	0,5%
Remuneração de capital próprio	1.124.512	16,0%
Dividendo (incluindo adicional proposto)	273.099	3,9%
Lucros retidos	851.413	12,1%
Total	7.012.772	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 2023 foi de R\$ 12.691.242 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.

Na Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 26 de abril de 2023, foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2022, através de (i) dividendos intermediários no montante de R\$ 67.407 mil, e (ii) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 185.718 mil.

Na Assembleia Geral Extraordinária (AGE) de 20 de junho de 2023, foi aprovada a declaração de dividendos intermediários no valor de R\$ 142.000 mil.

Será deliberado em AGO, em abril de 2024, dividendo adicional proposto, no montante de R\$ 6.027 mil.

No exercício de 2023, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 327.718 mil de dividendos.

Composição acionária – A RGE é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia, direta e indiretamente (por meio da CPFL Comercialização Brasil S.A.). Em 31 de dezembro de 2023, o capital social da RGE era de R\$ 2.853.248 mil, composto por 1.125.427 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

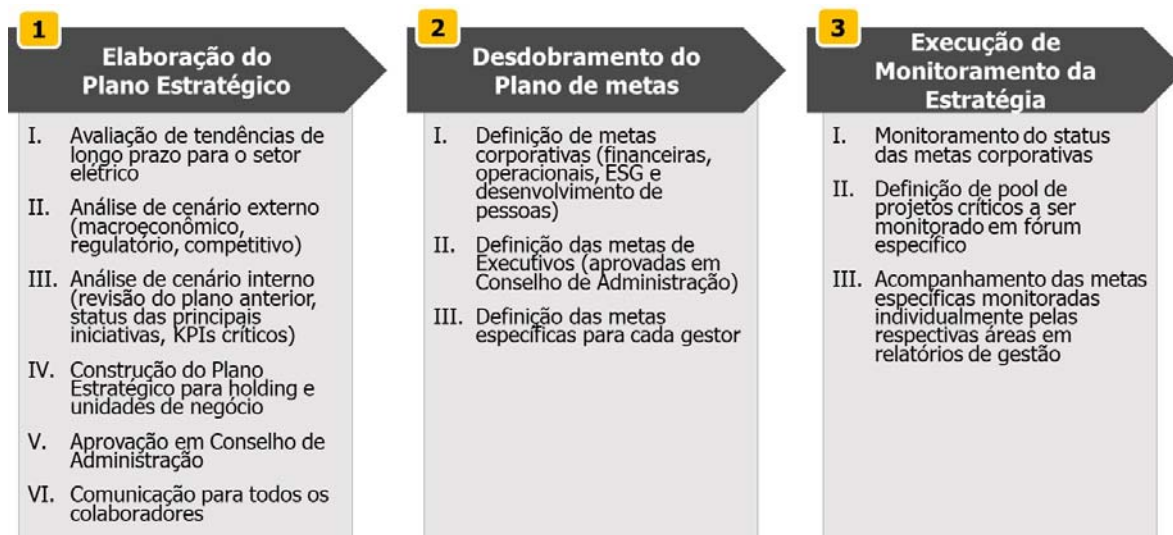
Planejamento Empresarial – Desde 2002, a Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Estratégico para o grupo CPFL Energia, com aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento para cada unidade de negócio e áreas corporativas.

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

- i) Definição das macrotendências globais para o setor elétrico, com base em *desk research* e suporte dos especialistas internos;
- ii) Análise de cenário externo suportadas por especialistas em temas críticos (Tendências do Mercado de Energia, Projeções Macroeconômicas; Cenário Competitivo; ESG; Digitalização e experiência do consumidor, entre outros);
- iii) Análise interna, com avaliação do status de atingimento das metas traçadas no ciclo anterior de Planejamento;
- iv) 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 suporte externo de especialistas 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 (ex: implementação de cultura de *data analytics*, revisão de canais de atendimento);
- vi. Liberalização e foco no cliente (ex: mapeamento de jornadas do cliente, cases internacionais de mercados de energia liberalizados, estudos de casos de setor que passaram pelo processo de liberalização, estudos de novos produtos).

Em paralelo, é realizada a avaliação do cenário interno: atualização das principais iniciativas, análise de resultados e objetivos operacionais/ financeiros, metas e indicadores do ciclo anterior.

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 (incluindo 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 recentes 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 2023, as atividades compreenderam:

- Manutenção das certificações dos Sistemas de Gestão, que compreendem as normas NBR ISO 9001 (Sistema de Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental), ISO 45001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho). Adicionalmente, a RGE Sul participou do escopo de manutenção da recertificação da CPFL Holding na norma ISO 27001 (Segurança da Informação) e manutenção da certificação da ISO 37001 (Gestão Antissuborno);
- Das 119 Estações Avançadas do grupo RGE Sul, 117 unidades participaram do programa Colaborativo, representando 98% de adesão ao programa. As EAs obtiveram resultado médio de 88,33% nas avaliações dos pilares referente aos temas de Utilização, Organização e segurança, Limpeza e economia, Disciplina. Destas 117 localidades operacionais que participaram, 62 obtiveram avaliações superior à média que corresponde a cerca de 53%;
- Prêmio ABRADÉE 2023 – Finalista na categoria “Melhor Desempenho da Região Sul”.

Recursos humanos – Em 2023, a RGE investiu cerca de R\$ 5 milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

Uma das dimensões do “Nosso Jeito de Ser”, nosso direcionador de comportamento é aprender com a jornada e ser o protagonista do seu desenvolvimento e nós aqui na Universidade CPFL atuamos como facilitadores deste movimento, incentivando o colaborador a assumir e buscar caminhos para cada vez mais evoluir em sua própria carreira. Realizamos isso por meio do aprendizado de *soft skills*, ou habilidades técnicas e comportamentais, emocionais e sociais. Hoje ofertamos em nossa plataforma de aprendizagem (Success) o Guia de autodesenvolvimento que compõe cursos de Habilidades técnicas e comportamentais; palestras ao vivo com especialistas em temas técnicos e comportamentais, parceria com Instituições Nacionais, Unicast (Podcast) 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 ações permeiam a frente das quatro escolas de ensino da Universidade CPFL: Excelência Operacional, Excelência no Atendimento, Negócios e Inovação e Liderança.

A partir disso, em 2023, tivemos **+ de 36 mil participações** em treinamentos, com **43 horas de treinamento** por colaborador neste período.

Sustentabilidade – A RGE mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável e, reforçando este compromisso, a *holding* CPFL Energia lançou em 2022 o Plano ESG 2030, evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, que abrange todos os seus negócios, com foco em quatro pilares – Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável. O Plano ESG 2030 é desdobrado em 23 compromissos públicos e iniciativas de valor em diversas áreas da empresa. Mais informações estão disponíveis no Relatório Anual em www.grupocpfl.com.br/sustentabilidade/relatorio-anual e www.cpf.com.br/ri.

RGE em números:

Atendimento	2023	2022	%
Número de consumidores	3.102.975	3.071.670	1,0%
Número de empregados ¹	392	393	-0,3%
Número de consumidores por empregado	7.916	7.816	1,3%
Número de localidades atendidas	381	381	0,0%
Número de agências	17	17	0,0%
Número de postos de atendimento	326	344	-5,2%

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

Operacionais	2023	2022	%
Número de subestações	164	163	0,6%
Linhas de transmissão (Km)	4.912	4.889	0,5%
Linhas de distribuição (Km)	154.896	154.590	0,2%

Mercado	2023	2022	%
Área de concessão (Km ²)	182.722	182.722	0,0%
Demanda máxima (MWh/h)	4.088	4.052	0,9%
Mercado atendido (GWh)	18.564	18.686	-0,7%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.256	2.197	2,7%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	681,50	687,43	-0,9%
<i>Residencial</i>	686,36	694,62	-1,2%
<i>Comercial</i>	717,07	656,21	9,3%
<i>Industrial</i>	652,86	721,42	-9,5%
<i>Rural</i>	613,48	610,48	0,5%
<i>Outros</i>	709,11	728,93	-2,7%
DEC (horas)	8,63	10,55	-18,2%
FEC (número de interrupções)	3,98	4,63	-14,0%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	74,02	29,12	154,2%

Financeiros	2023	2022	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	12.691.242	12.272.748	3,4%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	8.272.252	7.920.574	4,4%
Resultado da atividade (R\$ mil)	1.677.848	1.532.152	9,5%
Margem operacional do serviço líquida (%)	20,28%	19,34%	4,9%
EBITDA ou LAJIDA (R\$ mil)	2.366.019	2.042.487	15,8%
Lucro líquido (R\$ mil)	680.191	662.318	2,7%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	5.060.090	3.188.445	58,7%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	13,44%	20,77%	-35,3%
Endividamento (R\$ mil)	7.273.829	6.765.559	7,5%
Em moeda nacional (%)	80%	81%	-1,4%
Em moeda estrangeira (%)	20%	19%	6,0%

Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da RGE. 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 RGE.

São Leopoldo, 25 de abril de 2024.

A Administração.

**Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2023 e 2022**

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, 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 administrativa da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3,1 milhões de consumidores.

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 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 Mudanças Climáticas

Como posicionamento frente às Mudanças climáticas, Companhia declara seu compromisso com os objetivos do Acordo de Paris e com a necessidade de limitar o aumento da temperatura média global em 1,5°C, com a consequente redução e neutralização das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE).

Anualmente, a Companhia realiza o Inventário de Emissões de GEE com base na metodologia GHG Protocol. Faz as medições e divulgação dos três escopos do inventário, sendo eles:

- Escopo 1: Emissões diretas que pertencem ou são controladas pela companhia
- Escopo 2: Emissões indiretas relacionadas a compra de energia elétrica e a perdas técnicas de distribuição e transmissão de energia
- Escopo 3: Emissões indiretas relacionadas à cadeia de valor.

A Companhia considera em sua estratégia o Plano ESG 2030 (Environmental, Social and Governance), o qual demonstra as diretrizes de atuação para todos os negócios e orienta a realização de investimentos alinhados às tendências globais para o desenvolvimento sustentável. A estrutura do plano considera três compromissos principais relacionados à descarbonização das operações: (i) Ser carbono neutro a partir de 2025¹, reduzindo 56% das emissões dos escopos 1, 2 e 3 até 2030; e (ii) Oferecer soluções de baixo carbono para nossos clientes, com metas anuais de receitas de IRECs (certificados internacionais de energia renovável) e de créditos de carbono.

Na publicação “Nossa jornada contra as mudanças climáticas” a CPFL divulga suas estratégias, os riscos e oportunidades para a Companhia, de acordo com a metodologia Task Force for Climate-related Financial Disclosures – TCFD (Força-Tarefa sobre Divulgações Financeiras Relacionadas ao Clima).

¹ Neutralização em 2026 referente ao Inventário de GEE 2025.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade 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 as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – (“CPC”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis emitidas e aprovadas pela ANEEL.

A ANEEL, em 17 de setembro de 2021, através do Despacho nº 2.904, no uso da atribuição que lhe foi delegada por meio da Resolução Normativa nº 933, de 2021, decidiu: (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 (iii) aprovar a versão 2022 do MCSE, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022. A versão vigente foi aprovada através do Despacho nº 1.690 de 28 de junho de 2022.

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 32, 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 24 de abril de 2024.

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

2.2 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, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 29 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 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 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 – Ativos e passivos financeiros setoriais: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;

- Nota 10 – Tributos diferidos: reconhecimento de ativos em função de disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados;
- Nota 11 – Outros ativos circulantes: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada;
- 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 15 – Benefícios Pós-Emprego: principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos;
- Nota 18 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos, e
- Nota 29 – Instrumentos Financeiros – derivativos: principais premissas para determinação do valor justo.

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pela Companhia.

2.4 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. 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.

3 PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas que as adotadas nas demonstrações financeiras societárias apresentadas nas demonstrações financeiras de 2023 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 MCSE. 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 e do poder concedente União, 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 32.3.1).

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 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 no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de dezembro de 2022, foi aprovada pela Resolução Homologatória 3.206/2023, demonstrado na Nota Técnica no 27/2023 –STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023.

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 29) 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>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Caixa	44.753	34.501
Equivalentes de caixa	<u>245.098</u>	<u>430.412</u>
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	4.882	-
Títulos de crédito privado (b)	182.398	430.412
Fundos de investimento (c)	57.818	-
Total	<u><u>289.851</u></u>	<u><u>464.913</u></u>

- a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários ("CDB's") e remuneração de 15% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI").
- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) ("CDB's") no montante de R\$ 150.068 (R\$ 354.544 em 31 de dezembro de 2022) e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 32.330 (R\$ 75.868 em 31 de dezembro de 2022), todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 100,00% do ("CDI") (100,81% do CDI em 31 de dezembro de 2022).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média 100,38% do CDI, tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI, lastreadas em títulos públicos federais, CDB's e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

6 CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2023	Total em 31/12/2022	
	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	1.171.828	237.233	28.639	8.524	47.358	(62.308)	1.815	33.450	9.720	18.509	(27.042)	1.467.728	1.182.224	
Residencial	377.291	172.072	18.471	1.495	4.978	(34.591)	-	7.527	7.685	8.850	(19.825)	543.954	444.951	
Industrial	21.546	16.932	2.402	1.758	13.693	(9.061)	1.805	271	524	2.003	(2.086)	49.787	46.862	
Comercial	80.603	27.222	4.793	5.153	16.421	(11.674)	-	12.467	1.003	6.892	(4.001)	138.881	107.597	
Rural	55.882	15.651	2.170	-	7.488	(6.053)	10	426	456	763	(1.105)	75.689	76.135	
Poderes Públicos	23.393	2.823	102	80	3.646	(578)	-	1.507	49	-	(12)	31.011	26.956	
Iluminação Pública	23.067	895	257	-	1.009	(278)	-	11.234	3	-	(13)	36.174	40.657	
Serviço Público	14.057	1.256	47	31	89	(73)	-	18	-	-	-	15.424	14.882	
Serviço Taxado	2.579	381	396	6	34	-	-	-	-	-	-	3.397	3.866	
Fornecimento Não Faturado	572.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	572.667	421.331	
(-) Arrecadação Processo Classif.	742	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	742	(1.013)	
Participação Financeira	810	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	810	810	
Outros consumidores	60.896	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.895	69.255	
Consumidores	1.233.534	237.233	28.639	8.524	47.358	(62.308)	1.815	33.450	9.720	18.509	(27.042)	1.529.431	1.252.288	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	12.204	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.204	16.117	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	817	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	816	639	
Energia Elétrica de Curto Prazo	13.325	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.325	10.624	
Concessionárias e permissionárias	26.345	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.345	27.381	
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.259.879	237.233	28.639	8.524	47.358	(62.308)	1.815	33.450	9.720	18.509	(27.042)	1.555.776	1.279.669	
												Circulante	1.503.166	1.221.501
												Não Circulante	52.610	58.168
													1.555.776	1.279.669

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 29 (e).

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

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2021	(110.379)
Provisão revertida (constituída) líquida	(152.940)
Recuperação de receita	67.383
Baixa de contas a receber provisionadas	104.531
Saldo em 31/12/2022	(91.405)
Provisão revertida (constituída) líquida	(122.213)
Recuperação de receita	51.615
Baixa de contas a receber provisionadas	72.653
Saldo em 31/12/2023	(89.350)

7 TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	3.563	-
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	12.142	-
Imposto de renda e contribuição social a compensar	87.119	25.465
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	7.162	12.234
ICMS a compensar	117.503	118.375
Programa de integração social - PIS	456	416
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	2.103	1.920
Outros	11	22
Total	<u>230.059</u>	<u>158.431</u>
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	174	174
Imposto de renda a compensar - IRPJ	229	229
ICMS a compensar	165.094	167.012
Programa de integração social - PIS	918	872
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.227	4.016
Outros	671	671
Total	<u>171.313</u>	<u>172.974</u>

Antecipação de Contribuição social – CSLL e Imposto de renda – IRPJ – refere-se ao recolhimento a maior de estimativas de IRPJ e CSLL do ano de 2023.

Imposto de renda e contribuição social a compensar: referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte: 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.

7.1 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS:

Ativo	31/12/2023	31/12/2022
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	144.817	95.175
COFINS sobre ICMS	667.035	446.033
Total circulante	811.851	541.208
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	201.904	351.562
COFINS sobre ICMS	929.981	1.611.664
Total não circulante	1.131.885	1.963.226
Passivo	31/12/2023	31/12/2022
<u>Circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	413.695	250.942
Total circulante	413.695	250.942
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	1.261.704	2.069.786
Total não circulante	1.261.704	2.069.786

Em 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002).

Considerando as duas ações judiciais (RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” e RGE “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107”), o montante total até dezembro de 2023 de ativos de tributos a compensar é de R\$ 1.943.736 e do passivo com consumidores é de R\$ 1.675.399.

Para a RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar foram reconhecidos nas demonstrações financeiras, que atualizado até 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.059.161 (R\$ 1.685.452 em 31 de dezembro de 2022). Sendo que, entre julho de 2021 e dezembro de 2023 já foram compensados R\$ 1.463.910.

Em relação, ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 790.824, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2021 (R\$ 228.800), junho 2022 (R\$ 657.746) e junho 2023 (R\$ 887.749) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 1.774.295.

Ainda em 2021, tendo em vista (i) decisão do Supremo Tribunal Federal (“STF”) em março de 2017 do tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõem a base de cálculo do PIS e da COFINS (ii) decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE n° 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 (iii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273 (R\$ 755.750 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107” embora a ação desta empresa ainda não ter recebido a certificação do trânsito em julgado. O saldo atualizado até dezembro de 2023 é de R\$ 884.575.

Foi publicada a Lei n. 14.385 em 28 de junho de 2022, a qual determina que a ANEEL promova, nos processos tarifários, a destinação integral do crédito em questão em proveito dos consumidores afetados pela cobrança de tributo a maior. A Companhia entende que tal dispositivo legal não lhe retira o direito de ter vertido em seu favor os créditos abarcados pela prescrição (acima de 10 anos), bem como continuará acompanhando os desdobramentos deste tema, de forma a adotar as medidas que sejam necessárias para resguardar seu direito.

Sobre este tema, em dezembro de 2022 a Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), entidade da qual a Companhia é associada, ajuizou Ação Direta de Inconstitucionalidade perante o Supremo Tribunal Federal, distribuída sob nº 7324 questionando referida legislação, a qual pende de julgamento.

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, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor até o momento, não significa qualquer renúncia de direito.

8 INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Aplicação direta (a)	84.646	615
Outros (b)	35.542	29.417
Total	<u>120.188</u>	<u>30.032</u>

- a) Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira (“LF”) e Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimento, no montante de R\$ 84.646, cuja remuneração equivalente, na média de 100,38% do CDI e R\$ 615 em 31 de dezembro de 2022 cuja remuneração é equivalente, à média de 100% da TR.
- b) O saldo representa valores aplicados em títulos da dívida pública, por meio de cotas de fundos de investimentos, destinando-se a composição de garantias contratuais em financiamentos junto ao BNDES, cujo a remuneração média era equivalente à 100% do CDI no montante de R\$ 35.542 (R\$ 29.417 em 31 de dezembro de 2022).

9 ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2022	Adição	Amortização	Atualização monetária	Devolução do crédito de PIS/COFINS	Transferências	Saldo em 31/12/2023	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa (a)	16.862	(31.865)	72.364	2.766	-	64.863	124.989	124.988	66.934	58.055
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	(274.323)	145.210	(31.508)	(11.032)	-	8.924	(162.730)	(162.730)	(87.145)	(75.585)
Custo de Energia Itaipu	187.048	(207.438)	72.094	4.218	-	(86.902)	(30.979)	(30.979)	(16.590)	(14.389)
Proinfa	-	(1.697)	2.129	(59)	-	(373)	(0)	-	(0)	-
Transporte de Rede Básica	146.292	31.815	2.484	9.489	-	44.896	234.975	234.975	125.834	109.141
Transporte de Energia - Itaipu	9.575	15.940	(425)	852	-	3.790	29.732	29.732	15.922	13.810
ESS/EER	(45.225)	(26.808)	38.913	1.017	-	83.075	50.971	50.971	27.296	23.675
CDE	(6.505)	11.113	(11.323)	(1.719)	-	11.453	3.019	3.019	1.617	1.402
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	91.559	(87.709)	(156.191)	6.122	(843.970)	1.109.701	119.509	119.510	63.999	55.510
Neutralidade da Parcela A	23.418	60.661	(519)	3.379	-	(20.043)	66.896	66.896	35.824	31.072
Sobrecontratação de Energia	174.119	(94.476)	(7.174)	11.242	-	127.304	211.014	211.014	113.002	98.012
Diferimento de Reposição na Revisão Tarifária Periódica	1.453	(8.052)	(102.643)	(5.224)	-	114.467	-	-	-	-
Bandeira Faturada	(164)	235	-	-	-	(96)	(25)	(24)	(13)	(11)
Devolução crédito PIS e COFINS	-	-	(28.316)	-	(843.970)	872.286	-	-	-	-
Outros	(107.267)	(46.077)	(17.539)	(3.275)	-	15.783	(158.376)	(158.376)	(84.813)	(73.562)
Total Ativos Financeiros Setoriais	108.421	(119.575)	(83.827)	8.888	(843.970)	1.174.564	244.498	244.498	130.933	113.565

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2022	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Devolução do crédito de PIS/COFINS	Recebimento (c)		Saldo em 31/12/2023	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
							CDE Eletrobrás	Transferências					
CVA Passiva (a)	428.412	149.660	(505.310)	11.201	610	-	(23.549)	(64.863)	(3.843)	(3.843)	-	(3.842)	-
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	(174.883)	(378.050)	390.244	(39.503)	(656)	-	-	(8.924)	(211.772)	(211.772)	-	(211.772)	-
Custo de Energia Itaipu	392.646	147.771	(541.586)	24.191	15	-	-	86.902	109.938	109.938	-	109.938	-
Proinfa	21.604	(15.351)	(14.851)	(1.169)	(19)	-	-	373	(9.415)	(9.415)	-	(9.415)	-
Transporte de Rede Básica	35.318	263.570	(161.816)	21.114	(22)	-	-	(44.896)	113.267	113.267	-	113.267	-
Transporte de Energia - Itaipu	(1.394)	19.408	(6.631)	1.506	-	-	-	(3.790)	9.098	9.098	-	9.098	-
ESS/EER	172.098	140.139	(215.694)	5.032	1.262	-	-	(83.075)	19.762	19.762	-	19.762	-
CDE	(16.976)	(27.827)	45.024	30	30	-	(23.549)	(11.453)	(34.721)	(34.721)	-	(34.721)	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	(661.332)	(87.520)	1.224.323	(5.034)	15.298	(43.779)	-	(1.109.701)	(667.743)	(597.744)	(69.999)	(523.590)	(144.152)
Neutralidade da Parcela A	(5.860)	(42.035)	13.721	(2.865)	9.750	-	-	20.043	(7.246)	(7.246)	-	(7.246)	-
Sobrecontratação de Energia	(81.040)	236.362	27.488	4.423	-	-	-	(127.304)	59.929	59.929	-	59.929	-
Devoluções Tarifárias	(56.469)	(61.382)	70.900	1.333	6.035	-	-	(122.304)	(161.886)	(91.887)	(69.999)	(17.733)	(144.152)
Bandeira Faturada	-	(96)	-	-	-	-	-	96	-	-	-	-	-
Devolução crédito PIS e COFINS	(319.853)	-	794.980	-	-	(43.779)	-	(872.287)	(440.939)	(440.939)	-	(440.939)	-
Outros	(198.110)	(220.369)	317.234	(7.925)	(487)	-	-	(7.945)	(117.601)	(117.601)	-	(117.601)	-
Total Passivos Financeiros Setoriais	(232.920)	62.139	719.013	6.167	15.908	(43.779)	(23.549)	(1.174.564)	(671.585)	(601.586)	(69.999)	(527.433)	(144.152)

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 19 de abril de 2023 a 18 de abril de 2024, entre os valores apurados 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 CVA foi iniciada em 19 de junho de 2023, logo após o final da vigência do Reajuste Tarifário anual de junho de 2023 - RTA, 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 Tarifaria Periódica:** refere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.
- **Outros Componentes Financeiros:** (i) **Devolução do crédito de PIS/COFINS:** conforme a Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.206 relativa ao RTP de 2023, foi considerado o passivo financeiro setorial decorrente dos créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, no valor de R\$ 887.749. Este valor estava registrado em PIS/COFINS devolução consumidores e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais no segundo trimestre de 2023 (nota 7.1). (ii) **Outros:** (i) ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão, entre outros.

c) Recebimento - CDE Eletrobrás

Conforme disposto na Resolução CNPE nº 15/2021, parte dos recursos decorrentes da Privatização da Eletrobrás serão destinados à modicidade tarifária por meio de aportes ao fundo setorial CDE, com início em 2022 e término em 2047. Nesse período, os recursos anuais aportados ao Fundo Setorial da CDE serão repassados às distribuidoras para reversão nos processos tarifários subsequentes em benefício dos consumidores. O repasse de 2023 ocorreu em maio, cujo valor de R\$ 23.549 foi homologado por meio do Despacho nº 1.120 de 24 de abril de 2023.

10 TRIBUTOS DIFERIDOS

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

	31/12/2023		31/12/2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do intangível incorporado	35.280	109.916	37.396	118.657
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	228	634	20.449	59.677
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	50.100	139.167	11.700	32.500
Provisões para litígios	21.313	59.203	19.153	53.202
Entidade de previdência privada	1.842	5.117	1.566	4.351
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	10.093	28.036	10.323	28.675
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	(1.055)	(2.931)	(805)	(2.237)
Provisão relacionada a pessoal	2.039	5.665	1.711	4.753
Derivativos	(19.928)	(55.355)	(26.534)	(73.707)
Marcação a Mercado - Derivativos	2.088	5.799	18.334	50.928
Marcação a Mercado - Dívidas	(9.284)	(25.790)	(24.266)	(67.405)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	1.595	4.430	2.198	6.105
Outros	41.085	114.124	9.707	26.964
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado	(248.014)	(688.926)	(51.789)	(143.857)
Reavaliação regulatória compulsória	(251.460)	(698.501)	(57.954)	(160.984)
Perdas atuariais (CPC)	3.644	10.123	6.621	18.393
Marcação a Mercado - Derivativos	70	194	109	302
Marcação a Mercado - Dívidas	(267)	(742)	(565)	(1.568)
Total	(162.407)	(439.210)	17.755	66.976

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de bases negativas e prejuízo fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de resultados futuros.

10.1 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. A taxa anual de amortização aplicada é linear de 4,11% ao ano.

10.2 – Expectativa do período de recuperação

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

Expectativa de recuperação

2024	237.558
2025	72.598
2026	68.523
2027	85.021
Total	463.700

10.3 - Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social

	2023		2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	1.069.391	1.069.391	1.030.338	1.030.338
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(4.830)	(4.830)	(5.664)	(5.664)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	65.734	65.734	61.704	61.704
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	25.604	10.376	3.199	(6.542)
Base de cálculo	1.155.898	1.140.671	1.089.578	1.079.836
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(104.031)	(285.169)	(98.062)	(269.958)
Corrente	(142.120)	(385.235)	(75.843)	(206.101)
Diferido	38.089	100.066	(22.219)	(63.857)

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

10.4 - O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido, em (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2023 e 2022 foram os seguintes:

	2023		2022	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	(3.262)	(3.262)	(110.620)	(110.620)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(29.837)	(29.837)	28.785	28.785
Base de cálculo	(33.099)	(33.099)	(81.835)	(81.835)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	2.979	8.275	7.365	20.459
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(2)	(6)	-	-
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuarias	2.977	8.270	7.365	20.459
Reserva de Reavaliação	2.150.066	2.150.066	(45.775)	(45.775)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos em outros resultados abrangentes sobre reserva de reavaliação	(193.506)	(537.517)	4.120	11.444
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	(190.529)	(529.247)	11.485	31.902

11 OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Adiantamentos - fornecedores	1.172	1.412
Serviços prestados a terceiros	6.886	7.464
Contas a receber - CDE	80.097	67.878
Adiantamentos a funcionários	9.112	6.825
Faturas diversas	24.592	15.618
Arrendamentos e alugueis de postes	29.890	21.613
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber	4.383	4.378
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(18.115)	(18.128)
Outros	9.590	5.254
Total	<u>147.605</u>	<u>112.314</u>

Contas a receber – CDE – Refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 13.064 (R\$ 13.997 em 31 de dezembro de 2022); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 64.420 (R\$ 51.200 em 31 de dezembro de 2022) (nota 22.3) e (iii) subvenção de bandeira tarifária no montante de R\$ 2.613 (R\$ 2.681 em 31 de dezembro de 2022).

Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica a receber: criado pelo Governo Federal no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG) ofereceu descontos aos 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.

Outros: refere-se, principalmente, aos contratos de direito de uso (arrendamento) da Companhia.

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

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

	<u>Outros Ativos Circulantes</u>
Saldo em 31/12/2021	<u>(18.256)</u>
Provisão revertida (constituída) líquida	128
Saldo em 31/12/2022	<u>(18.128)</u>
Provisão revertida (constituída) líquida	14
Saldo em 31/12/2023	<u>(18.115)</u>

12 IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2023			2022
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	3,85%	19.916.470	(7.571.267)	12.345.203	9.325.681
Custo Histórico		13.135.468	(3.840.465)	9.295.003	8.590.808
Reavaliação		6.781.002	(3.730.801)	3.050.201	734.873
Administração	11,34%	122.620	(78.062)	44.558	46.342
Custo Histórico		82.408	(47.056)	35.352	43.580
Reavaliação		40.212	(31.006)	9.206	2.761
Subtotal		20.039.090	(7.649.329)	12.389.761	9.372.022
Em Curso					
		838.826	-	838.826	562.249
Distribuição		760.639	-	760.639	539.710
Administração		78.187	-	78.187	22.540
Subtotal		838.826	-	838.826	562.249
Total		20.877.916	(7.649.329)	13.228.587	9.934.272

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2023			2022
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	19,51%	282.124	(107.873)	174.251	142.483
Custo Histórico		190.729	(78.110)	112.620	115.067
Reavaliação		91.395	(29.763)	61.632	27.416
Administração	20,00%	708.825	(673.929)	34.896	54.662
Custo Histórico		365.272	(333.353)	31.918	54.662
Reavaliação		343.553	(340.576)	2.977	-
Subtotal		990.949	(781.802)	209.147	197.145
Em Curso					
		130.276	-	130.276	83.213
Distribuição		79.526	-	79.526	35.672
Administração		50.751	-	50.751	47.542
Subtotal		130.276	-	130.276	83.213
Total		1.121.225	(781.802)	339.423	280.358

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2022	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2023	Valor Líquido em 31/12/2022
Distribuição	14.755.904	46.103	(462.064)	1.195.795	4.387.394	(6.663)	19.916.470	779.835	(7.571.267)	12.345.203	9.325.681
Terrenos	109.556	-	-	-	11.149	-	120.705	-	-	120.705	109.556
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	399.268	10.455	(20.788)	657	122.384	-	511.976	(9.676)	(298.416)	213.561	184.068
Máquinas e Equipamentos	14.113.133	35.648	(434.581)	1.177.269	4.219.280	(6.663)	19.104.086	778.336	(7.166.497)	11.937.589	8.970.326
Veículos	115.003	-	(4.212)	17.607	28.746	-	157.145	13.395	(93.615)	63.530	53.000
Móveis e Utensílios	18.943	-	(2.482)	261	5.835	-	22.557	(2.221)	(12.739)	9.818	8.730
Administração	105.041	-	(11.653)	989	28.243	-	122.620	(10.664)	(78.062)	44.558	46.342
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	7.538	-	-	-	2.578	-	10.116	-	(5.004)	5.112	4.074
Máquinas e Equipamentos	83.626	-	(9.118)	773	21.268	-	96.549	(8.345)	(60.487)	36.063	38.939
Veículos	5.913	-	(92)	209	1.737	-	7.767	117	(5.826)	1.941	1.943
Móveis e Utensílios	7.963	-	(2.443)	7	2.661	-	8.188	(2.436)	(6.746)	1.443	1.385
Subtotal	14.860.945	46.103	(473.717)	1.196.784	4.415.638	(6.663)	20.039.090	769.171	(7.649.329)	12.389.761	9.372.022
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2022	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2023	Valor Líquido em 31/12/2022
Distribuição	539.710	1.398.167	-	(1.177.872)	-	634	760.639	220.295	-	760.639	539.710
Máquinas e Equipamentos	240.920	1.374.999	-	(1.171.967)	-	634	444.586	203.032	-	444.586	240.920
Outros	298.790	23.169	-	(5.905)	-	-	316.053	17.263	-	316.053	298.790
Administração	22.540	76.469	-	(20.187)	-	(634)	78.187	56.281	-	78.187	22.540
Máquinas e Equipamentos	7.141	14.072	-	(639)	-	(634)	19.940	13.433	-	19.940	7.141
Outros	15.399	62.397	-	(19.548)	-	-	58.248	42.849	-	58.248	15.399
Subtotal	562.249	1.474.636	-	(1.198.059)	-	-	838.826	276.577	-	838.826	562.249
Total do Ativo Imobilizado	15.423.194	1.520.739	(473.717)	(1.275)	4.415.638	(6.663)	20.877.916	1.045.747	(7.649.329)	13.228.587	9.934.272

O valor de R\$ 6.663 na coluna de Reclassificação refere-se ao valor transferido para uso futuro, constante na movimentação do Intangível, na linha Outros.

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

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2023	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos	Total
Imobilizado em Curso	817.660	543.650	57.547	13.097	1.800	51.116	1.484.870
Terrenos	-	137	-	197	-	855	1.188
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	882	10.491	-	-	-	5	11.378
Máquinas e Equipamentos	766.791	513.185	51.430	12.500	1.684	43.480	1.389.071
Veículos	48.117	1.306	-	-	-	1	49.424
Móveis e Utensílios	1.526	92	-	-	-	-	1.618
A Ratear	2	18.415	6.117	400	116	6.777	31.826
P&D	342	24	-	-	-	-	366
Outros - Estoque	-	-	-	-	-	(10.234)	(10.234)
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	-	-	-	-	(701)	(701)
Material em Depósito	-	-	-	-	-	(1.287)	(1.287)
Compras em Andamento	-	-	-	-	-	(6.986)	(6.986)
Adiantamentos a Fornecedores	-	-	-	-	-	(1.260)	(1.260)
Total das Adições	817.660	543.650	57.547	13.097	1.800	40.883	1.474.636

A movimentação da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2022	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)
AIS Bruto	14.113.133	35.648	(434.581)	1.177.269	4.219.280	(6.663)	19.104.086	778.336
Transformador de Distribuição	1.877.765	1.247	(95.230)	143.452	552.287	(292.657)	2.186.863	49.469
Medidor	621.464	-	(54.389)	41.098	176.816	(69.674)	715.315	(13.291)
Redes Baixa Tensão (< 2.3 kV)	2.611.355	647	(66.196)	307.613	803.727	259.634	3.916.780	242.064
Redes Média Tensão (2.3 kV a 44 kV)	5.222.709	1.294	(132.392)	615.227	1.607.454	519.268	7.833.559	484.128
Redes Alta Tensão (69 kV)	1.078.997	913	(10.021)	23.949	312.173	(15.379)	1.390.632	14.841
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	348.574	2.327	(1.134)	2.963	100.327	8.026	461.083	4.157
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	7.338	-	-	-	2.104	(537)	8.904	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44)	10.699	-	-	-	3.067	(508)	13.258	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	1.291.502	7.461	(7.621)	6.593	368.864	26.964	1.693.763	6.433
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	566.959	21.760	(670)	3.074	170.489	48.426	810.038	24.164
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	7.623	-	-	191	2.240	(238)	9.816	191
Demais Máquinas e Equipamentos	468.149	-	(66.927)	33.108	119.732	(489.987)	64.075	(33.818)
Obrigações Especiais Em Serviço Bruto	(1.201.783)	(4.744)	-	(60.013)	(385.808)	-	(1.652.348)	(64.757)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(1.051.796)	(4.744)	-	(60.013)	(331.441)	-	(1.447.993)	(64.757)
Outros	(149.988)	-	-	-	(54.367)	-	(204.354)	-
Originadas da Receita	(149.988)	-	-	-	(54.367)	-	(204.354)	-
Ultrapassagem de demanda	(50.813)	-	-	-	(19.859)	-	(70.671)	-
Excedente de reativos	(89.572)	-	-	-	(34.508)	-	(124.080)	-
Outros	(9.603)	-	-	-	-	-	(9.603)	-

A movimentação do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2022	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassificação	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2023	Valor Líquido em 31/12/2022
Ativo Intangível em Serviço											
Distribuição	229.483	-	-	1.508	51.133	-	282.124	1.508	(107.873)	174.251	142.483
Serviços	130.185	-	-	-	33.065	-	163.250	-	(78)	163.173	130.185
Softwares	50.862	-	-	233	16.374	-	67.469	233	(64.015)	3.454	4.108
Outros	48.436	-	-	1.275	1.694	-	51.405	1.275	(43.780)	7.625	8.191
Administração	546.567	-	(11.303)	3.032	170.529	-	708.825	(8.272)	(673.929)	34.896	54.662
Serviços	325	-	-	-	90	-	415	-	(415)	-	48
Softwares	546.243	-	(11.303)	3.032	170.439	-	708.410	(8.272)	(673.514)	34.896	54.614
Subtotal	776.050	-	(11.303)	4.540	221.662	-	990.949	(6.764)	(701.002)	209.147	197.145
Ativo Intangível em Curso											
Distribuição	35.672	41.587	-	-	-	2.267	79.526	41.587	-	79.526	35.672
Serviços	31.567	42.974	-	-	-	-	74.561	42.974	-	74.561	31.567
Outros	4.085	(1.387)	-	-	-	2.267	4.965	(1.387)	-	4.965	4.085
Administração	47.542	8.741	-	(3.264)	-	(2.267)	50.751	5.476	-	50.751	47.542
Outros	47.542	8.741	-	(3.264)	-	(2.267)	50.751	5.476	-	50.751	47.542
Subtotal	83.213	50.328	-	(3.264)	-	-	130.276	47.063	-	130.276	83.213
Total do Ativo Intangível	859.263	50.328	(11.303)	1.275	221.662	-	1.121.225	40.299	(781.802)	339.423	280.358

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:

	<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>
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.

13 FORNECEDORES

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
<u>Circulante</u>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	171.859	134.218
Encargos de Conexão	19.186	20.419
Suprimento de Energia Elétrica	458.408	420.673
Materiais e serviços	273.680	315.150
Total	923.133	890.460
<u>Não circulante</u>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	60.762	67.739
Suprimento de energia elétrica	158.798	177.032
Total	219.560	244.771

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 35).

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	Adm-plente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgtto Juros	Frequência Pgtto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo					Total		
																2025	2026	2027	2028	2029		2030+	
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.446	295.686	1.366.014	1.670.146												856.364	510.257	(607)	-	-	-	1.366.014	
Lei 4131 - BNP Paribas	258	-	317.769	318.027	Sim	01/07/2021	Aval/Fiança	US\$	1,83%	17/06/2024	Semestral	16/06/2025	15/06/2026	Amortização: 2 parcelas (jun/25, jun/26)	Outro, especif. no cronograma	158.884	158.884	-	-	-	-	-	317.769
Lei 4131 - BNP Paribas	1.521	-	119.420	120.941	Sim	01/01/2020	Aval/Fiança	US\$	2,64%	08/01/2024	Semestral	08/01/2025	08/01/2025	Amortização: parcela única em Jan/25	Bullet (final)	119.420	-	-	-	-	-	-	119.420
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	2.269	157.712	317.692	317.692	Sim	01/02/2020	Aval/Fiança	US\$	2,07%	28/02/2024	Semestral	28/02/2024	28/02/2025	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	157.712	-	-	-	-	-	-	157.712
Lei 4131 - MUFJ Bank Ltd	34	79.236	79.236	158.506	Sim	01/03/2020	Aval/Fiança	US\$		27/03/2024	Trimestral	27/03/2024	27/02/2025	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	79.236	-	-	-	-	-	-	79.236
Lei 4131 - Citibank, N.A	736	66.270	66.270	133.277	Sim	01/03/2020	Aval/Fiança	US\$ Soft	Soft 3m + 0,87	29/02/2024	Semestral	29/02/2024	29/02/2025	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	66.270	-	-	-	-	-	-	66.270
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	1.489	-	174.287	175.776	Sim	01/04/2023	Aval/Fiança	US\$	4,73%	29/04/2024	Semestral	10/12/2025	10/12/2025	Amortização: parcela única em Dez/25	Outro, especif. no cronograma	174.287	-	-	-	-	-	-	174.287
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	851	-	145.239	146.090	Sim	01/05/2023	Aval/Fiança	US\$	4,49%	13/05/2024	Semestral	10/12/2025	10/12/2025	Amortização: parcela única em Dez/25	Outro, especif. no cronograma	145.239	-	-	-	-	-	-	145.239
Lei 4131 - HSBC	1.287	-	360.409	361.696	Sim	01/08/2023	Aval/Fiança	lene	0,93%	19/08/2024	Semestral	09/07/2026	10/07/2026	Amortização: parcela única em Jul/26	Outro, especif. no cronograma	-	360.409	-	-	-	-	-	360.409
Gastos com captação de empréstimos	-	(2.013)	(8.841)	(10.854)	Sim	31/12/2023	-	-	-	31/01/2024	N.A.	31/01/2024	10/07/2026	-	Outros	(6.640)	(2.195)	(607)	-	-	-	-	(8.841)
Marcação a mercado	-	(5.519)	(45.406)	(51.005)	Sim	31/12/2023	-	-	-	31/01/2024	N.A.	31/01/2024	10/07/2026	-	Outros	(38.544)	(6.842)	-	-	-	-	-	(45.406)
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	47.160	472.266	5.286.191	5.805.617												375.645	1.468.152	1.662.474	461.151	528.968	789.801	5.286.191	
14ª Emissão - RIGEA4	6.396	-	1.090.000	1.096.396	Sim	22/12/2022	Aval/Fiança	CDI	CDI + 1,20%	12/06/2024	Semestral	14/12/2026	12/12/2026	Amortização: Final 12/2026	Bullet (final)	-	1.090.000	-	-	-	-	-	1.090.000
BNDES- FINEM - 18/19	307	51.817	133.860	185.984	Sim	27/12/2018	Aval/Fiança	IPCA	4,74%	15/01/2024	Trimestral	15/01/2024	15/01/2027	Trimestral. Amortização mensal a partir de abril/20	SAC	51.817	51.817	30.226	-	-	-	-	133.860
BNDES- FINEM - 20/21 - Sub A	546	104.330	260.824	365.700	Sim	05/06/2020	Aval/Fiança	IPCA	4,27%	15/01/2024	Trimestral	15/01/2024	15/06/2027	Mensal após 07/2023	SAC	104.330	104.330	52.165	-	-	-	-	260.824
BNDES- FINEM - 20/21 - Sub B	2.003	-	1.338.895	1.340.898	Sim	05/06/2020	Aval/Fiança	IPCA	4,27%	15/03/2024	Trimestral	15/07/2027	15/07/2027	Amortização: Final 07/2027	Bullet (final)	-	-	1.338.895	-	-	-	-	1.338.895
Debênture - AESL17 - IPCA	6.163	146.561	146.561	299.285	Sim	05/09/2018	Aval/Fiança	IPCA	5,80%	15/02/2024	Semestral	15/08/2024	15/08/2025	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma	146.561	-	-	-	-	-	-	146.561
BNDES- FINEM	419	70.553	182.263	253.234	Sim	27/12/2018	Aval/Fiança	IPCA	4,74%	15/01/2024	Trimestral	15/01/2024	15/07/2027	Trimestral. Amortização mensal a partir de abril/20	Outro, especif. no cronograma	70.553	70.553	41.156	-	-	-	-	182.263
8ª Emissão - RIGE18 - IPCA	1.764	90.863	-	92.627	Sim	08/03/2017	Aval/Fiança	IPCA	5,35%	15/02/2024	Semestral	15/02/2024	15/02/2024	Amortização 2 Parcelas - Fev/2023 e Fev/2024	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-	-
11ª Emissão - RIGEA1	4.047	-	805.345	809.392	Sim	20/05/2021	Aval/Fiança	IPCA	4,30%	15/05/2024	Semestral	15/05/2024	15/05/2031	Amortização: 3 Parcelas - Mai/2029, Mai/2030 e Mai/2031	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	268.448	536.897	-	805.345
12ª Emissão - RIGEA2	19.861	-	603.000	622.861	Sim	27/09/2021	Aval/Fiança	CDI	CDI + 1,40%	27/09/2024	Semestral	28/09/2026	27/09/2028	Amortização: 3 Parcelas - Set/2027 e Set/2028	Outro, especif. no cronograma	-	201.000	201.000	201.000	-	-	-	603.000
13ª Emissão - RIGEA3	3.613	-	520.242	523.855	Sim	30/05/2022	Aval/Fiança	IPCA	5,99%	27/03/2024	Semestral	15/05/2028	15/05/2028	Amortização: 2 Parcelas - Mai/2028 e Mai/2029	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	260.121	260.121	-	-	520.242
15ª Emissão - AESLA5	2.041	-	251.351	253.392	Sim	09/11/2023	Aval/Fiança	IPCA	6,18%	15/04/2024	Semestral	15/10/2031	15/10/2031	Amortização: 3 Parcelas - Out/2031, Out/2032 e Out/2033	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	251.351	-	-	251.351
Arrendamento Mercantil	-	5.186	12.150	17.336	Sim	31/12/2023	Não há	Outro, especificar em o -	-	31/01/2024	N.A.	31/01/2024	15/10/1933	-	Outros	4.802	3.764	1.174	459	399	1.553	12.150	
Marcação a mercado	-	2.983	(53.726)	(50.743)	Sim	31/12/2023	Não há	Outros a especificar -	-	31/01/2024	N.A.	31/01/2024	15/10/1933	-	Outros	-	(52.156)	(1.571)	-	-	-	-	(53.726)
Gastos com Captação Debêntures	-	(28)	(4.574)	(4.602)	Sim	31/12/2023	Não há	Outros a especificar -	-	31/01/2024	N.A.	31/01/2024	15/10/1933	-	Outros	(2.418)	(1.156)	(572)	(429)	-	-	-	(4.574)
Total por Dívida:	55.685	767.952	6.652.206	7.475.763																			
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.446	295.686	1.366.014	1.670.146																			
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	47.160	472.266	5.286.191	5.805.617																			

14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pgtto Juros	Frequência Pgtto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização				Total
												2025	2026	2029	2030+	
Ativos Financeiros	457.812	238.820	696.632									83.670	13.332	38.751	103.067	238.820
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	289.851	-	289.851									-	-	-	-	-
Aplic. Financ. Outros Fundos de Invest.	120.188	-	120.187									-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	9.781	31.293	41.074	CDI	104,30%	fev-24	Semestral	ago-24	ago-25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma	31.293	-	-	-	31.293
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	9.210	9.210	18.420	CDI	104,30%	fev-24	Semestral	ago-24	ago-25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma	9.210	-	-	-	9.210
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - SAFRA	8.770	8.770	17.539	CDI	104,30%	fev-24	Semestral	ago-24	ago-25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma	8.770	-	-	-	8.770
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	-	11.059	11.059	CDI	CDI + 0,90%	jan-24	Semestral	jan-25	jan-25	Amortização: única parcela em Jan/25	Bullet (final)	11.059	-	-	-	11.059
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	13.268	6.634	19.901	CDI	CDI + 0,8%	fev-24	Semestral	fev-25	fev-25	Amortização: Três parcela (Fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	6.634	-	-	-	6.634
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Citibank	4.266	2.133	6.399	CDI	CDI + 0,83%	fev-24	Semestral	fev-25	fev-25	Amortização: Três parcela (Fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	2.133	-	-	-	2.133
SWAP VINCULADO À DÍVIDA MUFJ	2.480	1.240	3.719	CDI	CDI + 0,85%	mar-24	Trimestral	fev-25	fev-25	Amortização: Três parcela (Fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	1.240	-	-	-	1.240
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Itaú	-	88.596	88.596	CDI	111,07%	mai-24	Semestral	mai-29	mai-31	Amortização: Três parcela (mai/29, mai/30 e mai/31)	Outro, especif. no cronograma	-	-	29.532	59.064	88.596
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Itaú	-	27.655	27.655	CDI	CDI + 0,60%	mai-24	Semestral	mai-28	mai-29	Amortização: Três parcela (mai/29, mai/30 e mai/31)	Outro, especif. no cronograma	-	-	9.218	18.437	27.655
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Itaú	-	26.663	26.663	CDI	CDI + 0,60%	mai-24	Semestral	mai-28	mai-29	Amortização: duas parcela (Jun/25 e Jun/26)	Outro, especif. no cronograma	13.332	13.332	-	-	26.663
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Santander	-	25.566	25.566	CDI	CDI + 0,43%	abr-24	Semestral	out-31	out-33	Amortização: 3 Parcelas - Out/2031, Out/2032 e Out/203	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	25.566	25.566

14.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Venci- mento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Valor Justo (*)
Swap- Debênture	Goldman Sachs	set-18	ago-25	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	117.090	41.075
Swap- Debênture	Goldman Sachs	set-18	ago-25	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	52.510	18.420
Swap- Debênture	SAFRA	set-18	ago-25	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	50.000	17.539
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	jul-21	jun-26	USD + 2,148%	100% CDI + 1,26%	340.000	(47.004)
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	jan-20	jan-25	USD + 3,10%	100% CDI + 0,90%	100.000	11.059
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	fev-20	fev-25	USD + 2,43%	100% CDI + 0,80%	278.853	19.901
Swap- Lei 4131	Citibank	mar-20	fev-25	USD + 2,20%	100% CDI + 0,83%	123.333	6.399
Swap- Lei 4131	MUFG	mar-20	fev-25	USD + 2,10%	100% CDI + 0,85%	150.331	3.719
Swap- Debênture	Itaú	mai-21	mai-31	IPCA + 4,3%	111,07% CDI	680.000	88.597
Swap- Debênture	Itaú	mai-22	mai-29	IPCA + 5,9853%	100% CDI + 0,60%	251.000	27.656
Swap- Debênture	Itaú	mai-22	mai-29	IPCA + 5,9853%	100% CDI + 0,60%	242.000	26.663
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	abr-23	dez-25	USD + 4,732%	100% CDI + 1,25%	177.354	(7.282)
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	mai-23	dez-25	USD + 4,4906%	100% CDI + 1,25%	148.641	(7.297)
Swap- Lei 4131	HSBC	ago-23	jul-26	USD + 0,925%	100% CDI + 1,40%	360.000	(23.076)
Swap- Lei 4131	Santander	nov-23	out-33	IPCA + 6,1774%	100% CDI + 0,43%	250.000	25.567
Total						3.321.113	201.934

(*) positivo derivativo Ativo, negativo derivativo Passivo

14.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	31/12/2023	31/12/2022
(+) Dívida Bruta	55.605	852.628	6.712.380	7.620.614	7.024.410
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.446	295.686	1.366.014	1.670.146	1.378.667
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	47.160	472.266	5.286.191	5.805.617	5.476.901
Fundo de Pensão	-	17	60.175	60.191	90.208
Derivativos a pagar	-	84.659	-	84.659	78.634
(-) Ativos Financeiros	-	(457.812)	(238.820)	(696.632)	(663.589)
Alta Liquidez	-	(289.850)	-	(289.850)	(464.913)
Demais Aplicações Financeiras	-	(120.188)	-	(120.188)	(30.032)
Derivativos a receber	-	(47.774)	(238.820)	(286.593)	(168.644)
(+) Dívida Líquida	55.605	394.815	6.473.561	6.923.982	6.360.821

14.5 Movimentações dos Empréstimos e financiamentos:

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pós Fixado							
IPCA	2.216.290	-	(172.115)	196.681	-	(95.039)	2.145.817
Gastos com captação	(14.003)	-	-	3.149	-	-	(10.854)
Total ao custo	2.202.287	-	(172.115)	199.830	-	(95.039)	2.134.963
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.458.206	325.995	(327.006)	39.213	(87.395)	(38.704)	1.370.309
Euro	-	360.000	-	1.287	409	-	361.696
Marcação a mercado	(79.539)	-	-	28.534	-	-	(51.005)
Total ao valor justo	1.378.667	685.995	(327.006)	69.034	(86.986)	(38.704)	1.681.000
Arrendamento	19.755	(2.419)	-	-	-	-	17.336
Total	3.600.709	683.576	(499.121)	268.864	(86.986)	(133.744)	3.833.299
Circulante	496.723						539.292
Não circulante	3.103.985						3.294.007

Modalidade	Saldo em 31/12/2021	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2022
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pós Fixado							
TJLP	427	-	(426)	6	-	(7)	-
IPCA	1.903.727	297.139	(114.794)	225.108	-	(94.892)	2.216.290
Gastos com captação	(17.179)	-	-	3.176	-	-	(14.003)
Total ao custo	1.886.975	297.139	(115.220)	228.290	-	(94.899)	2.202.287
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.692.701	-	(119.198)	31.541	(115.664)	(31.174)	1.458.206
Euro	187.339	-	(168.330)	193	(18.865)	(337)	-
Marcacão a mercado	(48.284)	-	-	(31.255)	-	-	(79.539)
Total ao valor justo	1.831.756	-	(287.528)	479	(134.529)	(31.511)	1.378.667
Mútuos	126.750	-	(136.668)	9.918	-	-	-
Arrendamento	-	19.755	-	-	-	-	19.755
Total	3.845.482	316.894	(539.415)	238.687	(134.529)	(126.410)	3.600.709
Circulante	562.362						496.723
Não circulante	3.283.120						3.103.985

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.

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, com base nas demonstrações financeiras societárias, 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 2023.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societárias 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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições

restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

14.7 Movimentações das Debêntures:

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.719.109	-	-	236.579	(236.430)	1.719.258
IPCA	177.893	-	(88.038)	9.815	(7.044)	92.627
Gastos com captação	(5.977)	-	-	1.375	-	(4.602)
Total ao custo	1.891.025	-	(88.038)	247.769	(243.474)	1.807.283
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.560.188	250.000	-	156.082	(80.346)	1.885.924
Marcação a mercado	(196.354)	-	-	145.611	-	(50.743)
Total ao valor justo	1.363.834	250.000	-	301.693	(80.346)	1.835.181
Total	3.254.860	250.000	(88.038)	549.462	(323.820)	3.642.464
Circulante	130.440					284.265
Não circulante	3.124.420					3.358.199

Modalidade	Saldo em 31/12/2021	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2022
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.489.897	1.090.000	(865.000)	179.457	(175.245)	1.719.109
IPCA	168.163	-	-	18.662	(8.932)	177.893
Gastos com captação	(26.836)	(2.547)	-	23.407	-	(5.977)
Total ao custo	1.631.223	1.087.453	(865.000)	221.526	(184.177)	1.891.025
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.001.805	493.000	-	126.891	(61.508)	1.560.188
Marcação a mercado	(97.169)	-	-	(99.185)	-	(196.354)
Total ao valor justo	904.637	493.000	-	27.705	(61.508)	1.363.834
Total	2.535.860	1.580.453	(865.000)	249.232	(245.685)	3.254.860
Circulante	159.762					130.440
Não circulante	2.376.098					3.124.420

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

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, com base nas demonstrações financeiras societárias, 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 2023.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societárias consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- 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. No entendimento da Administração da Companhia, todas as condições restritivas e cláusulas financeiras e não financeiras estão adequadamente atendidas em 31 de dezembro de 2023.

15 BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

15.1 – Características:

“Plano 1” (Plano Único da incorporada): Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

“Plano 2” (Plano Único da incorporadora): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

15.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2023		31/12/2022	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	471.126	634.759	439.609	589.674
Valor justo dos ativos do plano	(473.065)	(500.813)	(468.394)	(499.466)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(1.939)	133.947	(28.785)	90.209
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	1.939	-	28.785	-
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)	-	-
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	60.192	-	90.209

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos e passivos do plano são como segue:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2021	472.498	622.201
Custo do serviço corrente bruto	(79)	1.367
Juros sobre obrigação atuarial	42.801	56.456
Contribuições de participantes vertidas no exercício	160	565
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	10.647	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(52.349)	(45.221)
Benefícios pagos no exercício	(34.069)	(45.694)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2022	439.609	589.674
Custo do serviço corrente bruto	(80)	848
Juros sobre obrigação atuarial	43.830	58.821
Contribuições de participantes vertidas no exercício	164	739
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	23.182	32.825
Benefícios pagos no exercício	(35.579)	(48.148)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023	471.126	561.004

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2021	(451.414)	(482.733)
Rendimento esperado no exercício	(40.933)	(43.517)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(160)	(565)
Contribuições de patrocinadoras	(2.308)	(2.286)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	(7.648)	(16.049)
Benefícios pagos no exercício	34.069	45.694
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2022	(468.394)	(499.466)
Rendimento esperado no exercício	(46.955)	(49.605)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(164)	(739)
Contribuições de patrocinadoras	(2.304)	(4.481)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.173	5.320
Benefícios pagos no exercício	35.579	48.158
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023	(473.065)	(500.813)

15.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2023		31/12/2022	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Passivo atuarial líquido em 31/12/2022	-	90.209	21.084	139.458
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(214)	10.064	1.789	14.306
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.304)	(4.481)	(2.308)	(2.286)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito da alteração de premissas demográficas	-	-	10.647	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	23.182	32.825	(52.349)	(45.221)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.173	5.330	(7.648)	(16.049)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	(29.837)	-	28.785	-
Passivo atuarial líquido em 31/12/2023	-	60.192	-	90.209
Circulante		17		-
Não circulante		60.175		90.209

15.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2024 estão apresentadas no montante de R\$ 2.220 (plano 1) e R\$ 5.681 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2024	38.010	50.444
2025	39.240	51.958
2026	40.441	53.467
2027	41.701	55.040
2028 a 2033	274.774	364.910
Total	434.166	575.819

Em 31 de dezembro de 2023, a duração média da obrigação do benefício definido foi 9,6 anos (Plano 1) e 11,1 anos (Plano 2).

15.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2024 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2023 e 2022, são como segue:

	2024 estimadas		2023 realizadas		2022 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(2.130)	(716)	(80)	848	(79)	1.367
Juros sobre obrigações atuariais	43.901	52.024	43.830	58.821	42.801	56.456
Rendimento esperado dos ativos do plano	(44.305)	(46.569)	(46.955)	(49.605)	(40.933)	(43.517)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	188	-	2.991	-	-	-
Total da despesa (receita)	(2.346)	4.739	(214)	10.064	1.789	14.306

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2023	31/12/2022
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	9,71% a.a.	10,39% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	9,71% a.a.	10,39% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,73% a.a.(*)	5,88% a.a.(*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,85% a.a.	4,00% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,85% a.a.	4,00% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2015 (-10)(**)	BR-EMS sb v.2015 (-20)(**)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE (Plano 1) foi de 4,30% em 2023 e de 4,45% em 2022.

(**) Tábua biométrica de mortalidade geral para o plano RGE Sul é BR-EMSsb v.2021 por sexo.

15.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2023 e 2022, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2024, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2023.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2023	2022	2023	2022
Renda fixa	79%	75%	79%	74%
Títulos públicos federais	66%	66%	64%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	3%	1%	3%
Títulos privados (instituições não financeiras)	1%	2%	1%	3%
Fundos de investimento multimercado	11%	4%	13%	4%
Renda variável	8%	12%	9%	14%
Fundos de investimento em ações	8%	12%	9%	14%
Investimentos estruturados	9%	9%	8%	8%
Fundos de investimento multimercado	9%	9%	8%	8%
Cotados em mercado ativo	97%	97%	96%	96%
Imóveis	1%	1%	1%	1%
Operações com participantes	2%	2%	3%	3%
Outros ativos	0%	0%	0%	0%
Depósitos judiciais e outros	0%	0%	0%	0%
Não cotados em mercado ativo	3%	3%	4%	4%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	Metas 2024 - Fundação Família Previdência	
	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	81,4%	80,5%
Renda variável	6,0%	6,0%
Imóveis	0,8%	0,9%
Empréstimos e financiamentos	1,8%	2,6%
Investimentos estruturados	10,0%	10,0%
	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2024 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2023 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2024, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para as fundações atingirem os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de Asset Liability Management – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativo, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez dos mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

15.7 - Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

· Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 11.401 no plano 1 e R\$ 15.714 no plano 2 (redução de R\$ 10.931 no plano 1 e R\$ 15.051 no plano 2).

· Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria uma redução de R\$ 8.715 no plano 1 e R\$ 12.608 no plano 2 (aumento de R\$ 8.480 no plano 1 e R\$ 12.307 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 9,71% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 9,46% a.a. e 9,96% a.a..

As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

15.8 - Risco de investimento:

Os planos de benefícios da Companhia possui a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC. que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos.

Os planos de benefícios da Companhia tem sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do

ano de 2023: a) redução de risco; b) aquisição de títulos públicos na curva; c) redução na exposição do Segmento de Renda Variável, e além disso, foi iniciada a estratégia de redução de duration dos planos, com migração dos Títulos Públicos - NTN-Bs com vencimento mais longos para vértices mais curtos. A Fundação Família Previdência utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco (“VaR”), Tracking Risk, Tracking Error e Teste de Perda em Cenário de Estresse (“Stress Test”).

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe, Sharpe Generalizado e Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição à risco de mercado dos portfólios dos planos, são calculadas a Exposição Base Ano EBA e realizadas Simulações de Stress. O EBA consiste em uma métrica que expressa a exposição a risco do portfólio como proporção do patrimônio, considerando-se a soma das exposições geradas por cada ativo, a partir da definição de choques sobre os respectivos fatores de risco.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente.

16 ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.315	1.355	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	24.042	7.937	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	477	1	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	47.895	53.320	18.543	16.348
Recurso a serem recolhidos à CDE P&D	1.160	915	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	116.893	146.577	-	-
Recurso a serem recolhidos à CDE PEE	3.291	1.793	-	-
EPE / FNDCT	-	2.097	-	-
Total	195.074	213.993	18.543	16.348

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 PEE e P&D. 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 PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária.

17 TRIBUTOS

	31/12/2023	31/12/2022
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	55.744	-
Programa de integração social - PIS	11.372	8.412
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	52.666	39.138
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	-	14.659
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	-	7.766
Outros	17.516	18.456
Total	137.298	88.432

Imposto sobre a circulação de mercadorias e serviços – ICMS – a redução em 2022 deve-se principalmente às alterações trazidas pela Lei Complementar nº 194/2022, que foram: (i) redução da alíquota de ICMS sobre energia elétrica e (ii) não incidência do ICMS sobre determinados itens do

faturamento. Em 09 de fevereiro de 2023, a liminar cautelar nº 7.195 que determinou a suspensão da não incidência do ICMS sobre serviços de transmissão, distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica, que passaram a ser tributados novamente, a partir de 18 de fevereiro de 2023.

18 PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

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

	Saldo em 31/12/2022	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2023
Trabalhistas	83.841	24.783	(10.924)	(27.959)	8.673	78.414
Cíveis	68.577	71.285	(12.619)	(65.361)	5.938	67.819
Fiscais	29.917	13.017	(5)	(1.062)	2.456	44.323
Regulatório	34.645	12.180	-	-	5.080	51.905
Outros	369	-	(369)	-	-	-
Total	217.350	121.265	(23.917)	(94.383)	22.146	242.461

As provisões para litígios fiscais, cíveis e 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** - os processos trabalhistas movidos por ex-funcionários e terceirizados da Companhia requerem, em geral, o pagamento de horas extras, adicional de periculosidade, insalubridade e equiparação salarial. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia registrou provisão nas categorias, empregados próprios, terceirizados e ações de indenização;
- b. **Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;
- c. **Fiscais** - os processos fiscais são relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, ISSQN, INSS, FGTS, SAT, PIS e COFINS, cujas discussões são mantidas na esfera administrativa e judicial;
- d. **Regulatórios** - os processos administrativos regulatórios estão relacionados a fiscalizações do órgão regulador, e;

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 2023 e 2022, estavam assim representadas:

	31/12/2023	31/12/2022	Principais causas
Trabalhistas	271.001	289.726	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	946.467	1.016.744	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifaria, revisão de contratos
Fiscais	1.251.688	1.119.564	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	615.894	580.542	INSS, ICMS, PIS e COFINS
Regulatório	106.339	79.320	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	3.191.389	3.085.896	

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

19 OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
Consumidores e concessionárias	206.767	220.192	76.024	84.754
Adiantamentos	1.853	18.344	985	2.051
Descontos tarifários - CDE	18.351	26.515	-	-
Convênios de arrecadação	40.150	38.239	-	-
Garantias	-	-	823	823
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber	2.150	2.477	-	-
Outros	14.644	6.984	37.064	37.041
Total	283.915	312.752	114.896	124.670

Consumidores e concessionárias: referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos. O saldo no passivo não circulante de R\$ 76.024 (R\$ 84.754 em 31 de dezembro de 2022), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

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.

Convênio 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.

20 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:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2022	Adições (A)	Transferências (B)	Reavaliação	Outros	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições Líquidas (A)+(B)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2023
Em serviço	1.201.783	4.744	60.013	385.808	-	1.652.348	64.757	(698.665)	953.682
Participação da União, Estados e Municípios	62.774	511	-	151.676	-	214.961	511	(126.664)	88.297
Participação Financeira do Consumidor	785.955	3.855	27.945	117.560	-	935.315	31.800	(443.688)	491.627
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	154.669	-	23.675	45.164	-	223.509	23.675	(37.862)	185.647
Programa de Eficiência Energética - PEE	1.493	-	-	4.358	-	5.850	-	(3.799)	2.051
Pesquisa e Desenvolvimento	21.795	377	-	7.511	-	29.683	377	(12.511)	17.172
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	25.110	-	8.393	5.172	-	38.675	8.393	(21.180)	17.496
Outros	149.988	-	-	54.367	-	204.354	-	(52.962)	151.392
Ultrapassagem de demanda	50.813	-	-	19.859	-	70.671	-	(18.184)	52.487
Excedente de reativos	89.572	-	-	34.508	-	124.080	-	(31.598)	92.482
Outros	9.603	-	-	-	-	9.603	-	(3.180)	6.423
(-) Amortização Acumulada - AIS	(474.053)	(74.081)	-	(150.532)	-	(698.665)	(74.081)		
Participação da União, Estados e Municípios	(33.708)	(3.919)	-	(89.036)	-	(126.664)	(3.919)		
Participação Financeira do Consumidor	(361.478)	(56.768)	-	(25.443)	-	(443.688)	(56.768)		
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(21.739)	(6.641)	-	(9.482)	-	(37.862)	(6.641)		
Programa de Eficiência Energética - PEE	(887)	(99)	-	(2.813)	-	(3.799)	(99)		
Pesquisa e Desenvolvimento	(7.797)	(1.425)	-	(3.290)	-	(12.511)	(1.425)		
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(15.932)	(1.259)	-	(3.989)	-	(21.180)	(1.259)		
Outros	(32.512)	(3.969)	-	(16.480)	-	(52.962)	(3.969)		
Ultrapassagem de demanda	(10.848)	(1.316)	-	(6.020)	-	(18.184)	(1.316)		
Excedente de reativos	(18.850)	(2.287)	-	(10.461)	-	(31.598)	(2.287)		
Outros	(2.814)	(365)	-	-	-	(3.180)	(365)		
Em curso	40.183	51.221	(60.013)	-	-	31.390	(8.793)		31.390
Participação da União, Estados e Municípios	9	-	-	-	-	9	-		9
Participação Financeira do Consumidor	7.799	9.441	(7.732)	-	-	9.508	1.709		9.508
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	1.334	26.038	(23.675)	-	-	3.697	2.363		3.697
Pesquisa e Desenvolvimento	76	-	-	-	-	76	-		76
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	8.393	-	(8.393)	-	-	-	(8.393)		-
Valores Pendentes de Recebimento	-	15.741	(20.213)	-	22.572	18.100	(4.472)		18.100
Outros	22.572	-	-	-	(22.572)	-	-		-
Outros	22.572	-	-	-	(22.572)	-	-		-
Total	767.913	(18.117)	-	235.276	-	985.073	(18.117)	(698.665)	985.073

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

Obrigações Especiais 2023	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	3,82%	966.550	685.798	1.652.348
Participação da União, Estados e Municípios		63.285	151.676	214.961
Participação Financeira do Consumidor		517.765	417.550	935.315
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		178.344	45.164	223.509
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	4.358	5.850
Pesquisa e Desenvolvimento		22.172	7.511	29.683
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		33.503	5.172	38.675
Outros		149.988	54.367	204.354
Ultrapassagem de demanda		50.813	19.859	70.671
Excedente de reativos		89.572	34.508	124.080
Outros		9.603	-	9.603
(-) Amortização Acumulada		(351.664)	(347.002)	(698.665)
Participação da União, Estados e Municípios		(38.112)	(88.551)	(126.664)
Participação Financeira do Consumidor		(221.081)	(222.607)	(443.688)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(28.523)	(9.338)	(37.862)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(1.000)	(2.799)	(3.799)
Pesquisa e Desenvolvimento		(9.256)	(3.255)	(12.511)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(17.209)	(3.971)	(21.180)
Outros		(36.481)	(16.480)	(52.962)
Ultrapassagem de demanda		(12.164)	(6.020)	(18.184)
Excedente de reativos		(21.137)	(10.461)	(31.598)
Outros		(3.180)	-	(3.180)
Total		614.886	338.796	953.682

21 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2023 e 2022 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações	
	Ordinárias	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	89,01
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	10,99
Total	1.125.427	100,00

21.1 - 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 2023, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 2,44 vezes o EBITDA em 2023 (2,40 vezes em 2022), 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.

21.2 – Aumento de capital

Através da AGO/E de 26 de abril de 2023, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2021 sem emissão de novas ações.

21.3 - Reserva de Capital

Refere-se ao benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 152.248.

21.4 - Resultado abrangente acumulado:

É composto por:

- reserva de reavaliação no montante de R\$ 1.844.041 (R\$ 424.998 em 31 de dezembro de 2022), líquido de imposto de renda e contribuição social, correspondente aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023.
- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 66.454 (R\$ 88.305 em 31 de dezembro de 2022), líquido de imposto de renda e contribuição social, de acordo com o CPC 33 (R2).
- efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, com saldo credor de R\$ 1.447 (R\$ 3.343 em 31 de dezembro de 2022), líquido de imposto de renda e contribuição social, de acordo com o CPC 48.

21.5 - Reservas de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2023 é de R\$ 1.756.862 que compreende:

- reserva legal de R\$ 344.299;
- reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 768.989: Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, a Administração está propondo a destinação de R\$ 506.889 à Reserva estatutária - reforço de capital de giro.
- reserva de lucros a realizar R\$ 643.574: parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de lucros a realizar.

Eventuais alterações nestas perspectivas que reflitam em alterações na reserva poderão ser realizadas durante o exercício de 2024, mediante aprovação da Administração.

.21.6 - Dividendo e Juros sobre capital próprio (“JCP”)

Na AGO de 26 de abril de 2023 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2022, através de (i) dividendos intermediários no montante de R\$ 67.407 aprovado em dezembro de 2022, e (iii) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 185.718.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2023:

- Dividendo intermediário no montante de R\$ 142.000, utilizando-se o saldo da Reserva de reforço de capital de giro, aprovado em AGE de 20 de junho de 2023.
- Dividendo adicional proposto no montante de R\$ 6.027 e dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 267.072, que serão deliberados na AGO de abril de 2024.

No exercício de 2023, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 327.718 referente a dividendos..

21.7 - 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:

	<u>2023</u>
Lucro líquido do exercício	1.124.512
Reserva legal	(56.226)
Reserva de lucros a realizar	(288.299)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(506.889)
Dividendo adicional proposto	(6.027)
Dividendo mínimo obrigatório	(267.072)

22 RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Fornecimento - Faturado	3.102.610	3.071.670	11.156.596	11.430.377	3.672.168	4.671.420
Residencial	2.647.288	2.618.664	5.907.130	5.753.278	2.012.077	2.426.738
Industrial	18.589	17.299	1.077.684	1.258.596	383.065	534.618
Comercial	183.311	178.460	1.658.074	1.767.787	587.324	804.366
Rural	225.189	229.900	1.320.123	1.457.590	360.812	488.606
Poder público	23.578	22.862	380.068	360.193	128.589	153.378
Iluminação pública	614	574	535.043	536.990	103.152	131.580
Serviço público	4.041	3.911	278.473	295.943	97.150	132.134
Consumo próprio	224	236	6.226	6.090	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			1.565.599	1.721.685	163.330	177.268
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					7.383.710	6.558.821
Consumidores Cativos					5.666.893	5.085.474
Consumidores Livres					1.716.818	1.473.348
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					62.182	13.728
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					593.656	133.044
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					(306.812)	(857.403)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					(95.003)	181.027
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					995.471	809.422
Outras Receitas Vinculadas					816.195	718.464
Serviços Cobráveis					12.662	11.454
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					803.533	707.010
Total	3.102.834	3.071.906	12.728.420	13.158.152	12.691.242	12.272.748

22.1 - 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, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada. Os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais, homologados em revisão tarifária periódica e amortizados até

a próxima revisão tarifária periódica, e assim sucessivamente, conforme dispõe o submódulo 2.1 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) obrigações especiais e estão sendo amortizadas e apresentadas líquidas no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25 e (ii) passivos financeiros setoriais os quais estão sendo amortizados e apresentados líquido na receita operacional líquida.

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

Em junho de cada ano, a ANEEL, através de Resolução Homologatória (“REH”), reajusta a tarifa da Companhia. As tarifas têm vigência de 16 de junho até 15 de junho do ano subsequente e os últimos reajustes com reflexos nessas demonstrações financeiras, foram:

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a REH nº 3.206, relativo à revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas em 1,67%, sendo 7,22% referentes ao reajuste tarifário econômico e menos 5,55% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 1,10%.

Em 14 de junho de 2022 a ANEEL publicou a REH nº 3.044 postergando o reajuste tarifário da Companhia. Em 22 de junho de 2022, a ANEEL publicou a REH nº 3.045, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas em 8,72%, sendo 7,60% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,12% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 10,98%.

22.3 – Aporte CDE – baixa renda, 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 2023, foi registrada receita de R\$ 803.533 (R\$ 707.010 em 2022), sendo (i) R\$ 82.647 (R\$ 79.667 em 2022) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 651.878 (R\$ 595.080 em 2022) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 36.793 (R\$ 32.775 em 2022) de subvenção CCRBT e (iv) R\$ 431 de desconto tarifário – liminares em 31 de dezembro de 2022; (v) redução R\$ 943 referente ao reembolso redução incentiva de consumo em 31 de dezembro de 2022 e (iv) R\$ 32.215 de custeio temporário dos componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) conforme instituiu a Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022.

22.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da REH nº 3.165, de 13 de dezembro de 2022, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO, relativas às competências de janeiro a março de 2023.

A REH nº 175, de 07 de março de 2023, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2023 e as quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2023.

A CDE Conta-Covid foi criada pela REN nº 885, de 23 de junho de 2020 com as quotas homologadas pelo despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, com retificação por meio do despacho nº 939 de 05 de abril de 2021, cujos valores são pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2021 até 2026.

A CDE Escassez Hídrica, criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022, cujas quotas foram homologadas por meio do despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023, sendo os valores pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2023.

22.5 Suspensão da incidência de ICMS nas tarifas de energia elétrica:

Em 23 de junho de 2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194, que determinou a redução das alíquotas do ICMS sobre energia elétrica pelos Estados, bem como reduziu a base de cálculo do tributo. Nesse contexto, a Companhia realizou a análise das normas e legislações estaduais sobre o tema de forma a refletir o melhor entendimento da nova determinação em seus sistemas de faturamento.

Em 09 de fevereiro de 2023, a liminar cautelar nº 7.195 determinou a suspensão da não incidência do ICMS sobre serviços de transmissão, distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica, que passaram a ser tributados novamente, a partir de 18 de fevereiro de 2023.

23 CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2023	2022	2023	2022
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	3.147.801	3.214.533	679.318	936.675
PROINFA	268.805	277.642	122.186	166.119
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	11.504.823	11.854.479	2.440.315	2.405.054
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(291.923)	(312.537)
Subtotal	14.921.429	15.346.654	2.949.896	3.195.311
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			1.260.803	1.009.597
Encargos de transporte de itaipu			115.638	89.518
Encargos de conexão			177.981	187.872
Encargos de uso do sistema de distribuição			6.094	5.208
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			50.063	192.011
Encargos de energia de reserva - EER			293.858	208.772
Crédito de PIS e COFINS			(176.157)	(156.597)
Subtotal			1.728.280	1.536.380
Total			4.678.176	4.731.691

(*) Conta de Energia de Reserva

24 PESSOAL E ADMINISTRADORES

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
Pessoal		
Remuneração	238.023	200.774
Encargos	67.367	56.661
Previdência privada - Corrente	4.522	2.984
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	9.850	16.095
Despesas rescisórias	4.921	2.990
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	42.534	34.628
Outros benefícios - Corrente	97.959	84.479
Estagiários e Programas de Iniciação ao Trabalho	928	489
Outros	1.733	3.183
Subtotal	467.837	402.282
Administradores		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	4.410	4.648
Benefícios dos administradores	2.872	596
Subtotal	7.282	5.243
Total	475.119	407.526

25 RESULTADO FINANCEIRO

	<u>2023</u>	<u>2022</u>
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	59.044	64.997
Acréscimos e multas moratórias	88.201	95.830
Atualização de créditos fiscais	135.995	159.487
Atualização de depósitos judiciais	6.044	6.759
Atualizações monetárias e cambiais	118.571	187.319
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	4.368	5.881
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	30.357	116.562
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(4.450)	(23.427)
Outros	13.918	25.691
Total	452.047	639.099
Despesas		
Encargos de dívidas	(478.233)	(424.638)
Atualizações monetárias e cambiais	(434.721)	(533.598)
(-) Juros capitalizados	13.448	20.847
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(15.301)	(7.772)
Outros	(145.697)	(195.750)
Total	(1.060.504)	(1.140.912)
Resultado Financeiro	(608.457)	(501.813)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,38% a.a. em 2023 (7,13% a.a. em 2022) 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\$ 82.773 (perdas R\$ 401.706 em 2022) (nota 29).

26 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2023, 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:

- 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.
- 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 Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto às Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, na nota 15 - Benefício pós-emprego.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avaliam 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 2023, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 7.848 (R\$ 7.561 em 2022). Este valor é composto por R\$ 6.514 (R\$ 6.600 em 2022) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 162 (R\$ 116 em 2022) de benefícios pós-emprego e R\$ 1.172 (R\$ 845 em 2022) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se ao valor registrado 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 entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto da CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022	2023	2022	2023	2022
Alocação de despesas entre empresas								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	938	532	10.323	4.792	-	-	77.655	49.783
Arrendamento e aluguel								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	957	297	-	-	234	246
Contrato de Mútuo								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	-	-	-	-	9.918
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	267.072	185.718	-	-	-	-
Imobilizado, intangível, materiais e prestação de serviço								
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	10.929	-	6.779	15.516	-	-	4.762	61.514
Entidades sob o controle da CPFL Energia (*)	357	555	8.441	10.457	27	-	61.975	139.597
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	14	23	4.967	11.318	113	137	364.177	382.471
Empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia	-	-	5.839	6.245	-	-	78.861	51.245
Encargos - Rede básica								
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	6	-	-	-	-	123.923	102.182
Outras operações financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A. (**)	-	-	382.230	380.000	-	-	2.230	-
Entidades sob o controle da CPFL Energia	91	-	13.844	24.451	-	3.453	1.863	866
Entidades sob o controle comum (controladas da State Grid Corporation of China)	-	-	-	-	-	(50)	-	-

(*) 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 o montante de R\$ 22.328 no exercício (R\$ 18.378 em 2022), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(**) Em 21 de dezembro de 2022 a Companhia efetuou a emissão de debêntures no montante de R\$ 1.090.000 MM, com taxa efetiva anual de CDI + 1,20% pelo o prazo de quatro anos, sendo adquirida pela State Grid Brazil Power Participações S.A com saldo de R\$ 382.230 MM (R\$ 380.000 MM em 31 de dezembro de 2022).

27 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>31/12/2023</u>
Ativo imobilizado	Riscos nomeados	133.000
Transporte	Transporte nacional	548.868
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	50.000
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	396.178
Garantia	Seguro Garantia	1.965.954
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		3.244.000

Determinadas apólices para cobertura de ativo fixo e responsabilidade civil são compartilhadas entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

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 ou limites de risco encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia, além de conhecer as exposições e planos de mitigação apresentados em caso de eventual ultrapassagem dos limites de riscos propostos;
- 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; e
- Deliberar sobre as propostas de alteração no Mapa Corporativo de Riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

Cabe ao(s) Comitê(s) de Assessoramento do Conselho de Administração:

- Observar as responsabilidades previstas nos Regimento Interno dos Comitês de Assessoramento;
- Acompanhar o andamento das ações de mitigação sinalizadas para reenquadramento das exposições aos limites de risco aprovados;
- Orientar os trabalhos de Auditoria Interna e elaboração de propostas de aprimoramento; e
- Tomar conhecimento: (i) dos modelos de monitoramento dos riscos; (ii) das exposições aos riscos; e (iii) dos níveis de controle (incluindo sua eficácia), apoiando o Conselho de Administração no desempenho do seu papel estatutário relativo à gestão de riscos.

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 riscos 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 da Política de Gestão de Riscos 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 por:

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;
- Identificar e documentar os riscos aos quais a Companhia está exposta;
- Desenvolver, em conjunto com os gestores dos negócios, modelos e/ou indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação e propostas de limite;
- Monitorar periodicamente as exposições aos riscos e acompanhar a implantação das ações de mitigação pelos gestores dos negócios;
- Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa pela ultrapassagem de limite para a Diretoria Executiva da Companhia;
- Acompanhar e reportar status dos planos de mitigação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados; e
- Avaliar o ambiente de controles internos da Companhia e interagir 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 29. 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 29.

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. Ao longo de 2023, observa-se continuidade do cenário hidrológico favorável ocorrido em 2022, e os principais reservatórios seguem em níveis confortáveis.

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.

29 INSTRUMENTOS FINANCEIROS

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

	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	31/12/2023	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	289.851	289.851
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	Nível 2	286.594	286.594
Total				576.445	576.445
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	2.152.299	2.152.299
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	1.681.000	1.681.000
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	1.807.283	1.802.735
Debêntures - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	1.835.181	1.835.181
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	Nível 2	84.659	84.659
Total				7.560.422	7.555.875

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

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou uma perda R\$ 174.145 em 2023 (um ganho de R\$ 130.440 em

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

Legenda

Categoria/Mensuração

(a) - Valor justo contra o resultado

(b) - Mensurado ao custo amortizado

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) investimentos temporários; (iv) serviços prestados a terceiros; (v) convênios de arrecadação; (vi) ativo financeiro setorial e (vii) arrendamento.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) encargos setoriais; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação, (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo financeiro setorial.

Adicionalmente, não houve em 2023 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 2023 e 2022 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 2023 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)			Valores a custo, líquidos (*)	Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos						
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	41.079	(61.582)	(20.503)	25.962	(46.465)	US\$ + (SoF 3 meses + 0,87%) ou (1,83% a 4,73%)	CDI + 0,8% a 1,26%	fev/24 a jun/26	1.594.772
Empréstimos bancários - Lei 4.131	-	(23.077)	(23.077)	(16.046)	(7.030)	lenc + 0,925%	CDI + 1,40%	jul/26	360.000
	41.079	(84.659)	(43.580)	9.915	(53.495)				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	245.514	-	245.514	211.608	33.906	IPCA + 4,3% a 6,1774%	3% a 111,07% do CDI ou CDI + I	jan/24 a out/33	1.642.600
	245.514	-	245.514	211.608	33.906				
Total	286.593	(84.659)	201.934	221.523	(19.589)				
Circulante	47.774	-							
Não circulante	238.820	(84.659)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 14.

(*) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional 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 31/12/2022	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2023
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	294.929	(267.671)	194.265	221.523
Marcação a mercado (*)	(204.919)	185.330	-	(19.589)
Total	90.010	(82.341)	194.265	201.934
Ativo circulante	39.714			47.774
Ativo não circulante	128.930			238.820
Passivo não circulante	(78.634)			(84.659)

(*) Os efeitos no resultado e resultado abrangente refere-se 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 e debêntures 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 tratarem 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 2023 e 2022 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado financeiro registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2023	2022	2023	2022
	Varição de taxas de juros	(38.495)	(30.968)	-
Marcação a mercado	161.653	(62.368)	432	761
Varição cambial	(229.176)	(265.292)	-	-
Marcação a mercado	23.245	(43.078)	-	212
Total	(82.773)	(401.706)	432	973

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 consequente 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, iene, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2023 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	(1.326.146)		(55.168)	290.161	635.489
Derivativos - swap plain vanilla	1.344.168		55.918	(294.103)	(644.125)
	18.023	baixa dolar	749	(3.943)	(8.637)
Instrumentos financeiros passivos	(354.854)		(33.255)	63.772	160.799
Derivativos - swap plain vanilla	366.671		34.362	(65.896)	(166.154)
	11.817	baixa iene	1.107	(2.124)	(5.355)
Total	29.840		1.856	(6.067)	(13.992)
Efeitos no resultado do exercício			1.856	(6.067)	(13.992)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2023 foi de R\$ 4,84 para o dólar e R\$,03 para o iene.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 5,04 e R\$,04 e a depreciação cambial de 4,16% e 9,37%, do dólar e do iene respectivamente em 31.12.2023.

(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 baixa do dólar e do euro e 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 2023 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no exercício	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	365.286				36.930	46.163	55.396
Instrumentos financeiros passivos	(1.719.258)				(173.817)	(217.271)	(260.725)
Derivativos - swap plain vanilla	(3.483.269)				(352.158)	(440.198)	(528.238)
	(4.837.241)	alta CDI	11,65%	10,11%	(489.045)	(611.306)	(733.567)
Instrumentos financeiros passivos	(4.073.624)				(142.169)	(177.712)	(213.254)
Derivativos - swap plain vanilla	1.974.363				68.905	86.132	103.358
	(2.099.261)	alta IPCA	4,62%	3,49%	(73.264)	(91.580)	(109.896)
Ativos e passivos financeiros setoriais	(427.087)				(43.178)	(53.973)	(64.768)
	(427.087)	alta SELIC	11,65%	10,11%	(43.178)	(53.973)	(64.768)
Total	(7.363.588)				(605.487)	(756.859)	(908.232)
Efeitos no resultado abrangente acumulado					1.507	1.885	2.261
Efeitos no resultado do exercício					(606.994)	(758.744)	(910.493)

(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.

e) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco 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.

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, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuíssem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa e equivalentes de caixa e investimentos temporários

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 2023 e 2022 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- ou 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 29 b). A Administração não identificou para os exercícios de 2023 e 2022 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

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 2023, 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.

31/12/2023	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	883.896	39.237	-	-	-	219.560	1.142.693
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	32.149	423.260	374.485	2.160.013	1.496.490	-	4.486.397
Derivativos	29	-	-	-	84.659	-	-	84.659
Debêntures - principal e encargos	14	-	169.854	503.287	2.115.219	1.008.715	1.497.337	5.294.412
Encargos Setoriais	16	25.835	-	-	-	-	-	25.835
Consumidores e concessionárias	19	17.668	187.955	1.144	-	-	76.024	282.791
EPE / FNDCT / PROCEL	16	-	-	20.304	-	-	-	20.304
Convênio de arrecadação	19	-	40.150	-	-	-	-	40.150
Total		959.548	860.455	899.219	4.359.891	2.505.206	1.792.921	11.377.241

30 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2023 e 2022, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2023		2022	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	302.854	21.219	376.779	24.570
Compra estimada (*)	93.333	6.915	-	-
Total	396.187	28.134	376.779	24.570

	2023		2022	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	1.191.368	84.856	1.018.034	56.345
Venda estimada (*)	147.062	11.661	361.467	20.271
Total	1.338.430	96.517	1.379.501	76.616

(*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023 (período de 1 de novembro de 2022 a 31 de dezembro de 2022), os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

31 REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

31.1. Revisão Tarifária Periódica

Entre 22 de março de 2023 e 12 de maio de 2023, a ANEEL submeteu à Consulta Pública nº 009/2023 a proposta referente à Quinta Revisão Tarifária Periódica da RGE, a vigorar a partir de 19 de junho de 2023, bem como definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2024 a 2028.

Após análise das contribuições recebidas, amparada pelo laudo de avaliação da base de remuneração regulatória e pelos demais componentes da tarifa atualizados de acordo com a metodologia dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, em 13 de junho de 2023, a ANEEL aprovou, por meio da Resolução Homologatória nº 3.206/2023, o resultado da Quinta Revisão Tarifária Periódica – RTP da RGE, onde foram, em média, reajustadas em 1,10% as tarifas, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Após a homologação do resultado, a RGE vislumbrou a necessidade de interpor pedido de reconsideração à ANEEL, tratando das metodologias de perdas não técnicas, perdas técnicas, receitas irrecuperáveis, dentre outras, aplicadas por parte da ANEEL. O pedido de reconsideração está pendente de análise pela ANEEL, o qual ainda se encontra em tramitação, não tendo sido julgado pela ANEEL até o mês de março/2024.

31.2. 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 Revisão Tarifária Periódica, observando-se as seguintes diretrizes:

- a) 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;
- b) Base Incremental - Corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as datases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- c) 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);
- d) 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
- 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, conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023:

Descrição	Distribuição	DIT	Total
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	18.682.425	21.031	18.703.457
(2) Índice de Aproveitamento Integral	10.867	-	10.867
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.558.723	-	1.558.723
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.870.496	441	1.870.937
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	15.242.339	20.590	15.262.929
(6) Depreciação Acumulada	7.013.939	9.327	7.023.266
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	11.668.486	11.704	11.680.190
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.512	-	7.512
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	11.660.975	11.704	11.672.679
(10) Almoxarifado em Operação	22.392	-	22.392
(11) Ativo Diferido	-	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	953.564	-	953.564
(13) Terrenos e Servidões	268.001	-	268.001
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	10.997.803	11.704	11.009.507
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	10.997.803	11.704	11.009.507
(16) WACC	11,25%	11,25%	11,25%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	1.237.286	1.317	1.238.603
(18) Base Obrigações Especiais	1.558.723	-	1.558.723
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,55%	1,55%	1,55%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	24.102	-	24.102
(21) Remuneração do Capital = (17)+(20)	1.261.388	1.317	1.262.705
(22) Taxa de Depreciação	3,80%	3,80%	3,80%
(23) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (22)	578.937	782	579.719

31.3. 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.

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir, resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	1.062.403
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	478.081
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	127.488
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	456.833
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	51.410
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	25.384
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	111.893
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	188.686

31.4. 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. Assim, o Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação a partir da quinta revisão tarifária conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	0,37%
Componente T do Fator X	1,47%

Para o índice de ajuste do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET. Tal índice foi especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado.

31.4. Reajuste Tarifário Anual

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a REH nº 3.206, relativo à revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas em 1,67%, sendo 7,22% referentes ao reajuste tarifário econômico e menos 5,55% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 1,10%.

Em 14 de junho de 2022 a ANEEL publicou a REH nº 3.044 postergando o reajuste tarifário da Companhia. Em 22 de junho de 2022, a ANEEL publicou a REH nº 3.045, relativo ao reajuste tarifário anual - RTA, que fixou o reajuste médio das tarifas em 8,72%, sendo 7,60% referentes ao reajuste tarifário econômico e 1,12% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 10,98%.

32 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 Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - 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.

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2023 e 2022:

Reclassificações e ajustes de 2023:

	Reclassificações								Ajustes				Societário	
	Regulatório	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Provisões para litígios fiscais (c)	Bens não vinculados	Redução Incentivada de Consumo (d)	Investimentos Temporários (e)	Arrendamento (f)	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)		IR e CS Diferidos (32.3.4)
Ativo														
Ativo Circulante														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.503.166	-	-	-	-	-	(2.150)	-	-	-	-	-	-	1.501.016
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	-	35.541	-	-	-	-	-	35.541
Investimentos Temporários	120.188	-	-	-	-	-	-	(35.541)	-	-	-	-	-	84.646
Ativo Não Circulante														
Bens e Direitos para Uso Futuro	7.041	-	-	-	-	(7.041)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	7.583.842	-	(476.877)	-	-	-	-	-	2.245.524	-	-	-	9.352.489
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	-	-	-	-	14.602	-	-	-	-	14.602
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	219.274	-	-	-	-	(219.274)	-	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	13.228.587	(7.583.842)	(3.047.614)	476.877	-	-	-	-	(14.602)	(3.059.407)	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	967.314	(22.469)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	944.845
Intangível	339.423	-	2.080.300	(632.588)	-	226.316	-	-	-	(64.609)	-	6.762	-	1.955.604
Total Ativo	15.417.681	-	-	(655.056)	-	-	(2.150)	-	-	(3.124.016)	2.245.524	6.762	-	13.888.744
Passivo														
Passivo Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	823.557	-	-	-	-	-	-	-	(5.186)	-	-	-	-	818.372
Outros Passivos Circulantes	283.915	-	-	-	-	-	(2.150)	-	5.186	-	-	-	-	286.951
Passivo Não Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	6.652.206	-	-	-	-	-	-	-	(12.150)	-	-	-	-	6.640.055
Tributos	-	-	-	-	9.878	-	-	-	-	-	-	-	-	9.878
Provisão para Litígios	242.461	-	-	-	(9.878)	-	-	-	-	-	-	-	-	232.583
Tributos diferidos	601.617	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(185.003)	416.614
Outros Passivos Não Circulantes	114.896	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	127.047
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	985.073	-	-	(655.056)	-	-	-	-	-	(330.018)	-	-	-	-
Total Passivo	9.703.725	-	-	(655.056)	-	-	(2.150)	-	-	(330.018)	-	-	(185.003)	8.531.500
Total Ativo (-) Passivo	5.713.955	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.793.998)	2.245.524	6.762	185.003	5.357.244

- (a) 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;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Intangível e Ativo contratual.
- (c) Diferenças de apresentação em função do ICPC 22, que classifica provisões de litígios fiscais relacionados a IR/CSLL em Tributos a pagar no societário.
- (d) Diferenças de apresentação em função do Ofício Circular nº 38/2022-SFF/ANEEL que requer que o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor seja classificado para fins regulatórios no passivo circulante em outras contas a pagar.
- (e) Para fins de publicação das demonstrações financeiras 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.
- (f) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores referentes aos Contratos de Arrendamento foram apresentados em Outros Ativos não Circulante e Outros Passivos Circulante e não Circulante.

Reclassificações e ajustes de 2022:

	Reclassificações							Ajustes					Societário	
	Regulatório	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Provisões para litígios fiscais (c)	Bens não vinculados	Redução Incentivada de Consumo (d)	Investimentos Temporários (e)	Arrendamento (f)	Outros Ativos Circulantes	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)		Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)
Ativo														
Ativo Circulante														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.221.501	-	-	-	-	-	(2.477)	-	-	-	-	-	-	1.219.024
Serviços em Curso	168.619	-	-	-	-	-	-	-	140	-	-	-	-	168.759
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	-	29.417	-	-	-	-	-	29.417
Investimentos Temporários	30.032	-	-	-	-	-	(29.417)	-	-	-	-	-	-	615
Outros Ativos Circulantes	112.314	-	-	-	-	-	-	-	(106)	-	-	-	-	112.208
Ativo Não Circulante														
Tributos diferidos	84.731	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(84.731)	-
Bens e Direitos para Uso Futuro	378	-	-	-	-	(378)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	6.597.364	-	(420.917)	-	-	-	-	-	-	1.833.942	-	-	8.010.390
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	-	-	-	16.158	-	-	-	-	-	16.158
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	271.374	-	-	-	-	(271.374)	-	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	9.934.272	(6.597.364)	(3.004.033)	420.917	-	-	-	(16.158)	-	(737.634)	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	643.674	(28.934)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	614.740
Intangível	280.358	-	2.360.358	(617.588)	-	271.752	-	-	-	(27.416)	-	(3.494)	-	2.263.970
Total Ativo	12.103.580	-	-	(646.522)	-	-	(2.477)	-	34	(765.050)	1.833.942	(3.494)	(84.731)	12.435.280
Passivo														
Passivo Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	627.163	-	-	-	-	-	-	(5.599)	-	-	-	-	-	621.564
Outros Passivos Circulantes	312.752	-	-	-	-	-	(2.477)	5.599	-	-	-	-	-	315.874
Passivo Não Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	6.228.405	-	-	-	-	-	-	(14.156)	-	-	-	-	-	6.214.249
Tributos	-	-	-	-	9.154	-	-	-	-	-	-	-	-	9.154
Provisão para Litígios	217.350	-	-	-	(9.154)	-	-	-	-	-	-	-	-	208.196
Tributos diferidos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	322.552	322.552
Outros Passivos Não Circulantes	124.670	-	-	-	-	-	-	14.156	-	-	-	-	-	138.826
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	767.913	-	-	(646.522)	-	-	-	-	-	(121.391)	-	-	-	-
Total Passivo	8.278.253	-	-	(646.522)	-	-	(2.477)	-	-	(121.391)	-	-	322.552	7.830.415
Total Ativo (-) Passivo	3.825.327	-	-	-	-	-	-	-	34	(643.658)	1.833.942	(3.494)	(407.284)	4.604.865

- (a) 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;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidadas no Intangível e Ativo contratual.
- (c) Diferenças de apresentação em função do ICPC 22, que classifica provisões de litígios fiscais relacionados a IR/CSLL em Tributos a pagar no societário
- (d) Diferenças de apresentação em função do Ofício Circular n° 38/2022-SFF/ANEEL que requer que o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor seja classificado para fins regulatórios no passivo circulante em outras contas a pagar.
- (e) Para fins de publicação das demonstrações financeiras 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.
- (f) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores referentes aos Contratos de Arrendamento foram apresentados em Outros Ativos não Circulante e Outros Passivos Circulante e não Circulante.

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	<u>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Total do ativo conforme contabilidade societária	17.557.656	16.224.509
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	7.256.162	2.881.415
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(4.132.145)	(2.116.365)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(2.245.524)	(1.833.942)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(6.762)	3.494
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	-	(34)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.4)	-	84.731
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (a)	655.056	646.522
Redução Incentivada de Consumo (b)	2.150	2.477
Total do ativo regulatório	<u>19.086.594</u>	<u>15.892.809</u>

- (a) Para fins de publicação das demonstrações financeiras 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.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras 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>31/12/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	4.703.378	3.967.983
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	6.570.363	2.581.424
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(3.776.364)	(1.937.766)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(2.245.524)	(1.833.942)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(6.762)	3.494
Ajustes de Outros Ativos Circulantes	-	(34)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.4)	(185.003)	407.284
Patrimônio líquido regulatório	<u>5.060.090</u>	<u>3.188.445</u>

32.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2023			2022		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita	12.691.242	2.022.154	14.713.396	12.272.748	2.520.191	14.792.939
Fornecimento de Energia Elétrica	3.734.350	-	3.734.350	4.685.148	(943)	4.684.206
Suprimento de Energia Elétrica	66.813	-	66.813	100.652	-	100.652
Energia Elétrica de Curto Prazo	96.517	-	96.517	76.616	-	76.616
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.383.710	(50.999)	7.332.711	6.558.821	(64.447)	6.494.375
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	593.656	-	593.656	133.045	-	133.045
Serviços Cobráveis	12.662	-	12.662	11.454	-	11.454
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	803.533	-	803.533	707.010	943	707.953
Outras Receitas	-	2.073.154	2.073.154	-	2.584.638	2.584.638
Tributos	(2.662.446)	(10.487)	(2.672.933)	(2.707.907)	(15)	(2.707.922)
ICMS	(1.649.023)	(10.446)	(1.659.470)	(1.747.523)	(11)	(1.747.535)
PIS-PASEP	(180.745)	(40)	(180.785)	(171.301)	-	(171.301)
COFINS	(832.524)	-	(832.524)	(788.935)	-	(788.935)
ISS	(154)	-	(154)	(148)	(3)	(152)
Encargos - Parcela "A"	(1.756.544)	-	(1.756.544)	(1.644.267)	-	(1.644.267)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(42.262)	-	(42.262)	(40.350)	-	(40.350)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(42.262)	-	(42.262)	(40.350)	-	(40.350)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.505.094)	-	(1.505.094)	(1.465.147)	-	(1.465.147)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(15.981)	-	(15.981)	(15.656)	-	(15.656)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA	(75.579)	-	(75.579)	(68.862)	-	(68.862)
Outros Encargos	(75.366)	-	(75.366)	(13.902)	-	(13.902)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	8.272.252	2.011.668	10.283.920	7.920.574	2.520.176	10.440.750
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(4.678.176)	-	(4.678.176)	(4.731.691)	-	(4.731.691)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(2.827.710)	-	(2.827.710)	(3.029.192)	-	(3.029.192)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(122.186)	-	(122.186)	(166.119)	-	(166.119)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(1.728.280)	-	(1.728.280)	(1.536.380)	-	(1.536.380)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	3.594.076	2.011.668	5.605.744	3.188.882	2.520.176	5.709.059
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(1.916.228)	(1.345.377)	(3.261.605)	(1.656.731)	(1.906.215)	(3.562.946)
Pessoal e Administradores	(465.269)	-	(465.269)	(391.431)	(10)	(391.441)
Entidade de previdência privada	(9.850)	-	(9.850)	(16.095)	-	(16.095)
Material	(124.421)	-	(124.421)	(118.939)	-	(118.939)
Serviços de Terceiros	(349.398)	-	(349.398)	(312.993)	-	(312.993)
Arrendamento e Aluguéis	(36.016)	5.544	(30.472)	(34.878)	10.211	(24.667)
Seguros	(1.575)	-	(1.575)	(1.527)	-	(1.527)
Doações, Contribuições e Subvenções	-	-	-	2.587	-	2.587
Provisões	(107.990)	12.996	(94.995)	(97.438)	385	(97.053)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(70.584)	-	(70.584)	(85.430)	-	(85.430)
(-) Recuperação de Despesas	10.570	-	10.570	11.269	-	11.269
Tributos	(4.987)	(1.600)	(6.587)	(3.409)	(322)	(3.732)
Depreciação e Amortização	(688.171)	172.575	(515.596)	(510.335)	35.552	(474.783)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(134.696)	54.445	(80.250)	(133.332)	65.428	(67.904)
Outras Receitas Operacionais	204.938	(204.938)	-	164.121	(164.121)	-
Outras Despesas Operacionais	(138.779)	(1.384.399)	(1.523.178)	(128.902)	(1.853.339)	(1.982.241)
Resultado da Atividade	1.677.848	666.291	2.344.139	1.532.152	613.961	2.146.113
Resultado Financeiro	(608.457)	-	(608.457)	(501.813)	(28)	(501.841)
Receitas Financeiras	452.047	(101.043)	351.004	639.099	(164.232)	474.867
Despesas Financeiras	(1.060.504)	101.043	(959.461)	(1.140.912)	164.204	(976.709)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	1.069.391	666.291	1.735.681	1.030.338	613.933	1.644.271
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(389.200)	(221.970)	(611.169)	(368.020)	(210.462)	(578.482)
Resultado Líquido do Exercício	680.191	444.321	1.124.512	662.318	403.471	1.065.789
Atribuível aos Acionistas Controladores	680.191	444.321	1.124.512	662.318	403.471	1.065.789

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 2023 e 2022:

Reclassificações e ajustes de 2023:

	Reclassificações								Ajustes				Societário	
	Regulatório	Construção da Infraestrutura de concessão (a)	Penalidades Contratuais e Regulatórias (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Provisões para litígios fiscais (e)	Redução Incentivada de Consumo (f)	Depreciação de Arrendamento (g)	Variação cambial de empréstimos (h)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)		IR e CS Diferidos (32.3.4)
Receita														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.383.710	-	(50.999)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.332.711
Outras receitas	-	1.456.110	(4.331)	184.557	-	-	-	-	-	436.817	-	-	-	2.073.154
Tributos														
ICMS	(1.649.023)	-	-	-	-	(10.446)	-	-	-	-	-	-	-	(1.659.470)
PIS-PASEP	(100.745)	-	-	-	-	(40)	-	-	-	-	-	-	-	(100.785)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"														
Arrendamento e Aluguéis	(36.016)	-	-	-	-	-	-	5.544	-	-	-	-	-	(30.472)
Provisões	(107.990)	-	-	-	-	12.996	-	-	-	-	-	-	-	(94.995)
Tributos	(4.987)	-	-	-	-	(1.600)	-	-	-	-	-	-	-	(6.587)
Depreciação e Amortização	(688.171)	-	-	-	-	-	-	(5.544)	-	192.174	-	(14.055)	-	(515.596)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(134.696)	-	55.330	-	-	(885)	-	-	-	-	-	-	-	(80.250)
Outras receitas operacionais	204.938	-	-	(184.557)	(20.381)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(138.779)	(1.456.110)	-	-	20.381	-	(1.456.110)	-	-	52.567	-	(1.237)	-	(1.523.178)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	452.047	-	-	-	-	-	-	-	(101.043)	-	-	-	-	351.004
Despesas Financeiras	(1.060.504)	-	-	-	-	-	-	-	101.043	-	-	-	-	(959.461)
Despesa com Impostos sobre o Lucro														
	(389.200)	-	-	-	-	(24)	-	-	-	-	-	-	(221.945)	(611.169)
Resultado Líquido do Exercício														
	680.191	-	-	-	-	-	-	-	244.741	436.817	(15.292)	(221.945)	-	1.124.512

- Para demonstração financeira societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações financeira 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;
- Na demonstração financeira 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;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- 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.
- 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 Ofício Circular n° 38/2022-SFF/ANEEL.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a depreciação dos bens originários de contratos de arrendamento é apresentada em Depreciação e Amortização, e na demonstração contábil regulatória é classificado como Arrendamento e Aluguéis.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos a variação cambial na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com seu resultado, ou seja, ou receita ou despesa, conforme MCSE.

Reclassificações e ajustes de 2022:

	Reclassificações									Ajustes				Societário
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Penalidades Contratuais e Regulatórias (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Variação monetária e marcação a mercado (e)	Provisões para litígios fiscais (f)	Redução Incentivada de Consumo (g)	Depreciação de Arrendamento (h)	Variação cambial de empréstimos (i)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	
Receita														
Fornecimento de Energia Elétrica	4.685.148	-	-	-	-	-	(943)	-	-	-	-	-	-	4.684.206
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	6.558.821	-	(64.447)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.494.375
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	707.010	-	-	-	-	-	943	-	-	-	-	-	-	707.953
Outras receitas	-	1.896.946	(991)	150.388	-	-	-	-	-	-	538.295	-	-	2.584.638
Tributos														
ICMS	(1.747.523)	-	-	-	-	(11)	-	-	-	-	-	-	-	(1.747.535)
ISS	(148)	-	-	-	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	(152)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"														
Pessoal e Administradores	(391.431)	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	-	-	-	(391.441)
Arrendamento e Aluguéis	(34.878)	-	-	-	-	-	-	10.211	-	-	-	-	-	(24.667)
Provisões	(97.438)	-	-	-	-	385	-	-	-	-	-	-	-	(97.053)
Tributos	(3.409)	-	-	-	-	(322)	-	-	-	-	-	-	-	(3.732)
Depreciação e Amortização	(510.335)	-	-	-	-	-	-	(10.211)	-	54.400	-	(8.637)	-	(474.733)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(133.332)	-	65.438	-	-	(10)	-	-	-	-	-	-	-	(67.904)
Outras receitas operacionais	164.121	-	-	(150.388)	(13.733)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(128.902)	(1.896.946)	-	-	13.733	-	-	-	-	30.213	-	(339)	-	(1.982.241)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	639.099	-	-	-	-	(29.703)	-	-	(134.529)	-	-	-	-	474.867
Despesas Financeiras	(1.140.912)	-	-	-	-	29.703	(28)	-	134.529	-	-	-	-	(976.709)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(368.020)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(210.462)	(578.482)
Resultado Líquido do Exercício	662.318	-	-	-	-	-	-	-	-	84.613	538.295	(8.976)	(210.462)	1.065.789

- Para demonstração financeira societária a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações financeira 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;
- Na demonstração financeira 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;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras 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;
- 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.
- 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 Ofício Circular n° 38/2022-SFF/ANEEL.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a depreciação dos bens originários de contratos de arrendamento é apresentada em Depreciação e Amortização, e na demonstração contábil regulatória é classificado como Arrendamento e Aluguéis.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos a variação cambial na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com seu resultado, ou seja, ou receita ou despesa, conforme MCSE.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2023	2022
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária	1.124.512	1.065.789
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(52.567)	(30.213)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(192.174)	(54.400)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(436.817)	(538.295)
Ajustes do ativo intangível da concessão (32.3.3)	15.292	8.976
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.4)	221.945	210.462
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória	680.191	662.318

32.3. Composição dos ajustes

32.3.1. Reavaliação Regulatória compulsória

De acordo com a Resolução Normativa 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, 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 2023 e 2022, 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 explicativas nº 10, 12 e 20 deste relatório, estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2023 e 2022:

	31/12/2023			31/12/2022		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	6.821.213	(3.761.807)	3.059.406	2.668.129	(1.930.496)	737.634
Ativo intangível	434.948	(370.339)	64.609	213.285	(185.869)	27.416
Obrigações especiais	(685.798)	355.781	(330.017)	(299.990)	178.599	(121.391)
Total	6.570.363	(3.776.364)	2.794.002	2.581.425	(1.937.766)	643.658
Efeito IR e CSLL	(2.233.924)	1.283.963	(949.961)	(877.684)	658.840	(218.846)
Efeito líquido	4.336.440	(2.492.401)	1.844.041	1.703.740	(1.278.927)	424.814

Conforme mencionado na nota 3.5, em 2023 foi contemplado os efeitos da implantação do laudo homologado da revisão tarifária, cujo efeitos estão demonstrados na nota 12 e 20.

32.3.2. 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.

32.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e que serão amortizados até o prazo final da concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

32.3.4. 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.

33 COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2023	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 4 anos	2.676.938	4.934.902	2.263.984	-	9.875.825
Compra de energia de Itaipu	Até 4 anos	662.159	1.517.042	762.611	-	2.941.811
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 4 anos	1.714.554	3.403.845	1.410.542	-	6.528.941
Projetos de construção de Subestação	Até 2 anos	106.900	5.032	-	-	111.932
Fornecedores de materiais e serviços	Até 14 anos	1.366.312	1.921.814	1.231.107	3.803	4.523.036
Total		6.526.864	11.782.635	5.668.243	3.803	23.981.545

34 TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2023 um valor de R\$ 13.448 (R\$ 20.847 em 2022) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 25).

Ainda em 2023, houve o aumento do capital social (nota 21) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 mesmo período de 2022), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2022.

35 EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 2002.34.00.026509-0, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 219.560 (R\$ 244.771 em 31 de dezembro de 2022), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 76.024 (R\$ 84.754 em 31 de dezembro de 2022 (nota 22).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 2002.34.00.026509-0, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

36 EVENTO SUBSEQUENTE

36.1 Empréstimos e Financiamentos

Em 14 de fevereiro de 2024, houve a liberação referente financiamento Lei 4.131, no montante de R\$ 199.100 - (JPY 5,792,000.00), taxa de juros de 0,52% a.a., com pagamento de juros semestrais e amortização em agosto de 2024, para reforço de capital de giro.

36.2 Emissão de debêntures

Em 28 fevereiro de 2024, foram subscritas e integralizadas 449.000 debêntures simples, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, série única, não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1.000 (mil reais) o que gerou uma captação total de R\$ 449.000 (R\$ 447.781 líquida dos gastos de emissão), com pagamento de juros semestrais, amortizações em fevereiro nos anos de 2030 e 2031 e remuneração de CDI+1,00% a.a.. Os recursos líquidos obtidos serão destinados para reforço do capital de giro.

Em 10 de abril de 2024 foi aprovada a emissão de debêntures no valor de R\$ 696.000, com pagamento de juros semestral em duas séries: 1º série com amortização em 3 parcelas anuais consecutivas, sendo a 1ª parcela 15 de abril de 2032 e taxa efetiva anual de maior entre NTN33 – 0,01% ou IPCA + 5,68% a.a. e 2ª série com amortização em 3 parcelas anuais consecutivas, sendo a 1ª parcela em 15 de abril de 2037 e taxa efetiva anual de maior entre NTN35 +0,05% ou IPCA + 5,77% a.a. O recurso será destinado para investimento.

36.3 Medida Provisória nº 1.212/2024

A MP nº 1.212/2024 prevê, dentre outros objetivos, a quitação da Conta Covid e da Conta Escassez a partir da antecipação de recursos provenientes da privatização da Eletrobrás, com o propósito de promover a modicidade tarifária aos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada - ACR. O texto vigora com força de lei com prazo de 60 dias, e poderá ser rejeitado ou aprovado pelo Congresso Nacional. A Companhia aguarda a regulamentação da referida MP para poder estimar os impactos tarifários.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

YUEHUI PAN
Vice Presidente

RAFAEL LUIS LUGOCH
Conselheiro

DIRETORIA

MARCO ANTONIO VILLELA DE ABREU
Diretor Presidente

YUEHUI PAN
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores

RAFAEL LAZZARETTI
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor de Assuntos Regulatórios

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6 S-RS

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217200/O-6

www.pwc.com.br

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

***Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2023
e relatório do auditor independente***





Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Administradores e Acionistas
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 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, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 933 de 18 de maio de 2021.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2023, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 933 de 18 de maio de 2021.

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 intitulada "Responsabilidades do auditor 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 conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

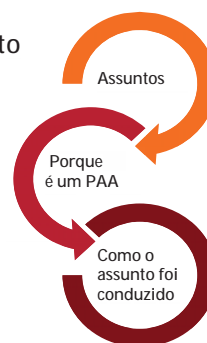
Chamamos a atenção para a Nota 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim. Nossa opinião não está modificada em relação a este assunto.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A

Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) 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 contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Nota 6)

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 baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor, que em 31 de dezembro de 2023 somava R\$ 572.667 mil.

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.

Devido à complexidade dos dados utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas técnicas e comerciais, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.

Em relação aos testes de transações, avaliamos 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.

Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.

Outros assuntos

Demonstrações financeiras societárias

A Companhia preparou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente em de 21 de março de 2024, sem ressalvas.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias 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 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.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A

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 regulatórias, 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 contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor 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 de uma 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.
- 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 contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se essas demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias 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.

São Paulo, 25 de abril de 2024


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/O-5



Adriano Formosinho Correia
Contador CRC 1BA029904/O-5



<p>TERMO DE RESPONSABILIDADE Referente Demonstrações Contábeis Regulatória</p> <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>São Leopoldo, 24 de abril de 2024.</p> <p>Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>	<p>TERM OF RESPONSIBILITY Concerning Regulatory Financial Statements</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>São Leopoldo, April 24, 2024.</p> <p>Concessionaire: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>
---	---

DocuSigned by:
Marco Antonio Villela de Abreu
F2F24C81BEE640C...
Marco Antonio Villela de Abreu
Diretor Presidente
Chief Executive Officer
CPF: 061.482.368-42

DocuSigned by:
Yuehui Pan
3599DDF075274EA...
Yuehui Pan
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Chief Financial and Investor Relations Officer
CPF: 061.539.517-16

DocuSigned by:
Ana Paula Peressim de Paulo
9AB50212BD6E4BC...
Ana Paula Peressim de Paulo
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
Accounting Manager of Distributors
CT CRC 1SP217200/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>
---	---