



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2022



COPEL
Companhia Paranaense de Energia

PARANÁ

GOVERNO DO ESTADO



Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81.200-240

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
E
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2022

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. A COMPANHIA	5
2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)	10
2.1. Governança Corporativa	10
2.2. Dimensão Social	18
2.3. Dimensão Ambiental	25
2.4. Balanço Social	28
3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	31
3.1. Análise macroeconômica	31
3.2. Ambiente regulatório	31
3.3. Segmentos de Negócios	39
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	54
4.1. Receita Operacional Líquida	54
4.2. Custos e Despesas Operacionais	55
4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial	57
4.4. EBITDA ou LAJIDA	57
4.5. Resultado Financeiro	58
4.6. Lucro Líquido	58
4.7. Valor Adicionado	59
4.8. Endividamento	59
4.9. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio	60
4.10. Programa de Investimentos	61
4.11. Ações	61
4.12. Inadimplência de Consumidores	62

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

Para a Copel, 2022 foi um ano de vislumbrar o futuro que queremos e trabalhar com esmero para construí-lo. A intenção do acionista controlador manifestada ao final do ano de transformar a Copel em companhia de capital disperso (“True Corporation”), possibilita, nos termos da Lei Federal nº 9.074/95, a renovação e manutenção de 100% de participação da Companhia nas suas principais Usinas Hidrelétricas — Foz do Areia 1.676 MW (vencimento da concessão em 21.12.24), Segredo 1.260 MW (vencimento em 25.09.32) e Salto Caxias 1.240 MW (vencimento em 20.03.33) — as quais compõem um portfólio com capacidade instalada total de 6.967 MW em 2023.

Porém, vislumbramos benefícios para além da renovação integral das referidas concessões. A oportunidade de atuarmos como um *player* privado no ambiente altamente competitivo do setor elétrico, que já é composto majoritariamente por empresas privadas, nos permitirá obter maiores ganhos de eficiência e alavancar as condições de investimento, agregando valor no curto, médio e longo prazo para a Copel e para todos os nossos *stakeholders*.

Comprometidos com a transição energética, lançamos a nossa Visão 2030, um conjunto de direcionamentos que vão nortear nossas ações ao longo da década. O objetivo central que guia nossa estratégia é sermos um dos maiores grupos integrados de energia do Brasil, com relevância nos 4 segmentos do setor, tendo pessoas como diferencial competitivo e focando na experiência do cliente.

Esse caminho voltado à sustentabilidade e à eficiência inclui a revisão da matriz energética para que 100% da energia gerada pela empresa provenha de fontes renováveis. O planejamento também prevê a integração com escala entre os negócios e a disciplina na alocação de capital.

Os primeiros passos desta Visão já foram dados. No final do ano, lançamos o plano de desinvestimento de nossa usina térmica, a Usina Elétrica a Gás de Araucária, em sintonia com o processo de descarbonização da matriz de geração da Companhia. Demonstrando seriedade e o compromisso com a sustentabilidade, vinculamos a metas ESG 30% dos incentivos de curto prazo pago pelos resultados da companhia.

Paralelamente, a Compagas (empresa na qual a Copel tem participação de 51%) renovou por mais 30 anos a concessão do fornecimento de gás canalizado no Estado do Paraná. Esse é mais um passo fundamental na estratégia da Companhia de foco no *core business* de energia elétrica, pois permitirá a continuidade dos trabalhos visando a alienação da totalidade de sua participação nesse ativo.

Ampliando nosso parque gerador renovável, adquirimos os complexos eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura, com 260,4 MW de potência instalada. São nove parques eólicos, localizados no Rio Grande do Norte, numa das melhores regiões para a geração eólica em todo o mundo. No mesmo estado, e com antecedência de dois anos em relação aos prazos dos contratos de venda de energia, colocamos em operação o Complexo Eólico Jandaíra, que reúne 26 aerogeradores e adiciona 90,1 MW de potência à geração da companhia. Com os novos complexos, a Copel soma 1,2 GW de potência instalada em 47 parques eólicos, que representam 17% dos 7 GW de capacidade de geração da companhia.

Essa jornada, em busca de uma atuação cada vez mais sustentável, anda em equilíbrio com os nossos resultados econômico-financeiros. Em 2022, a Copel apresentou um EBITDA ajustado por itens não recorrentes de R\$ 5,5 bilhões, representando crescimento de 10% em relação ao resultado de 2021.

Por falar em investimentos, mais uma vez a área de distribuição de energia concentrou a maior parte do volume aplicado. Destinamos R\$ 1,8 bilhão às obras de ampliação e modernização da rede elétrica no Paraná, nossa área de concessão. Um dos destaques é o Paraná Trifásico, programa que está investindo R\$ 2,8 bilhões para construir 25 mil quilômetros de redes trifásicas que modernizam o fornecimento de energia à área rural. Em 2022 chegamos à marca de 10,5 mil quilômetros construídos, 42% do total previsto para o programa.

Em relação à inovação aberta, começamos a estruturar um fundo de *Corporate Venture Capital* (CVC), que terá R\$ 150 milhões alocados para financiar soluções em áreas como energia renovável e redes inteligentes. Também já lançamos a segunda fase do Programa Copel Volt, responsável por aproximar a Copel às startups que possuem soluções para o mercado de energia.

O êxito das ações da empresa se traduz no reconhecimento do mercado. A Copel foi eleita a melhor empresa de energia do Brasil pelo Valor 1000, ranking do jornal Valor Econômico. Também fomos incluídos no ranking de sustentabilidade empresarial (ISE) - pela 17ª vez - e no Índice de Carbono Eficiente (ICO2), ambos da B3. Para finalizar, além de operar com excelência os nossos ativos e atender adequadamente os nossos clientes, reforço que a prioridade absoluta desta gestão para o ano de 2023 é o processo de transformação da Copel em corporação.

Daniel Pimentel Slaviero

Presidente da Copel

1. A COMPANHIA

A Copel foi criada em outubro de 1954 e atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, além de gás natural. Opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição. Embora esteja sediada em Curitiba, no Paraná, a Copel está presente em 10 estados brasileiros, conforme mapa a seguir:



• Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	⁽²⁾ 3,7	⁽³⁾ 20,7	⁽³⁾ 55,8
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	3,5	12,74	27,0
Distribuição de energia elétrica ⁽⁵⁾	⁽⁶⁾ 6,4	⁽⁶⁾ 34,5	⁽⁷⁾ 97,1
Comercialização de energia elétrica ⁽⁸⁾	2,7	-	-
Distribuição de gás	2,1	25,0	100,0

⁽¹⁾ Capacidade instalada da Copel Geração e Transmissão consolidada

⁽²⁾ Considerada apenas a parcela pertencente ao Brasil da Usina de Itaipu

⁽³⁾ A Usina de Itaipu não é considerada na região Sul

⁽⁴⁾ O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP

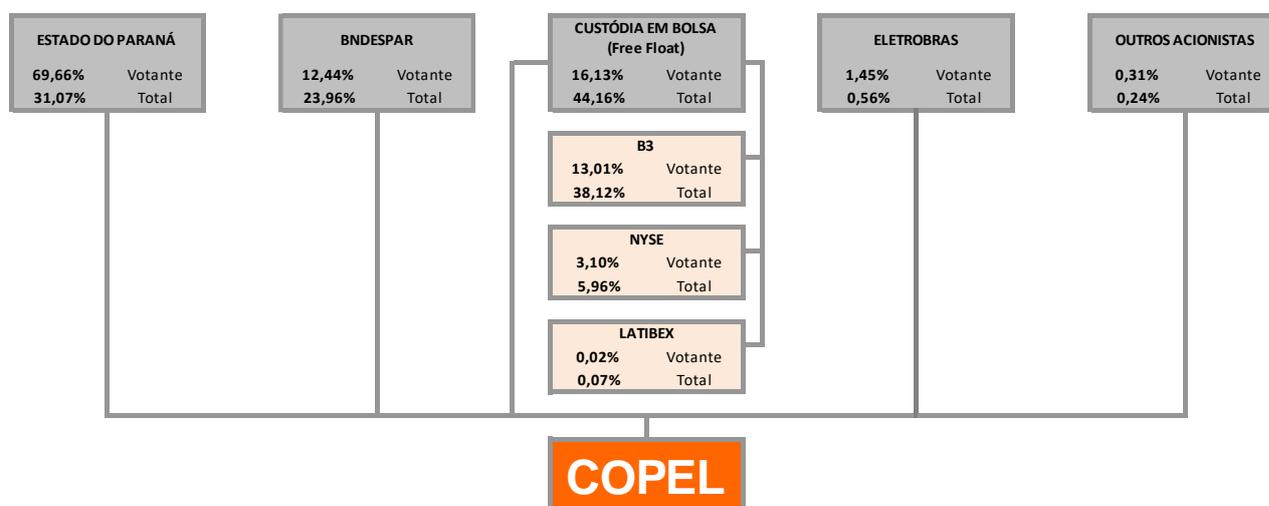
⁽⁵⁾ Mercado fio de distribuição

⁽⁶⁾ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

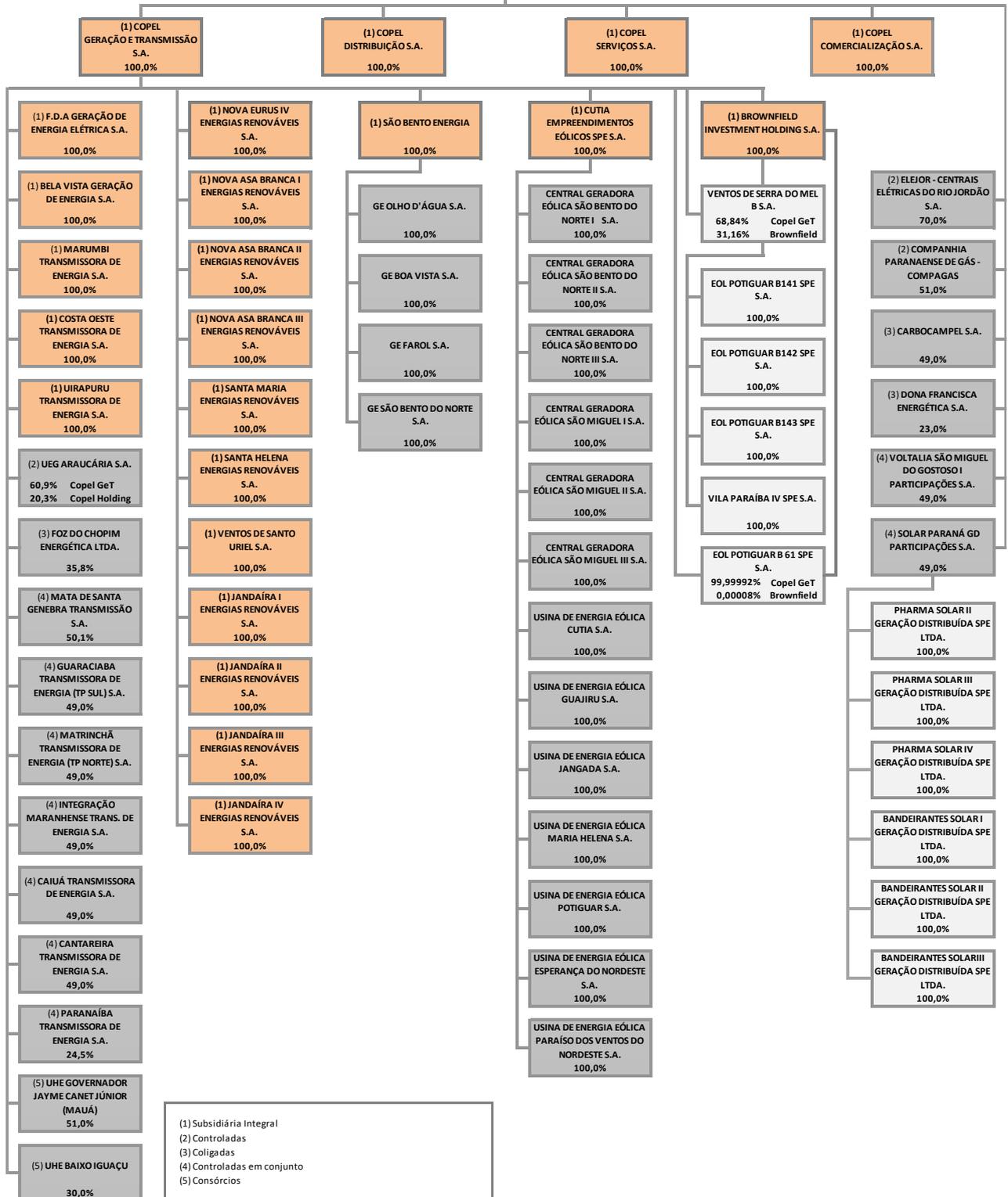
⁽⁷⁾ Dado estimado

⁽⁸⁾ Em comparação com outras comercializadoras. Pela natureza da atividade, mensurado apenas em nível nacional

• Organograma societário em 31.12.2022



COPEL



- **Prêmios e certificações em 2022**

Prêmios / Certificações	Certificador
ISE B3 (Índice de Sustentabilidade Empresarial)	B3
ICO2 (Índice Carbono Eficiente)	B3
IGPTW (Índice Great Place to Work)	B3
Prêmio Abrasca - 2º lugar Copel Distribuição para melhor relatório anual	Abrasca - Associação Brasileira das Companhias Abertas
Prêmio Abraconee - 1º lugar de melhor divulgação das Demonstrações Financeiras de 2021 para holding e empresa de grande porte - Copel e Copel Geração e Transmissão	Abraconee - Associação Brasileira do Contadores do Setor de Energia Elétrica
Prêmio Abradee - melhor distribuidora de energia do sul do Brasil	Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Prêmio Abradee - qualidade da Gestão	Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Prêmio Valor 1000 - melhor empresa de energia elétrica do Brasil	Valor Econômico
Maior empresa do Paraná	Revista Amanhã
Prêmio 500 maiores do sul - 3º lugar	Revista Amanhã
Selo Clima Paraná - categoria A - mercado externo	Governo do Estado do Paraná
100 Maiores Sociedades Anônimas do Paraná - 1º lugar para Copel Distribuição e 8º para Copel Geração e Transmissão	Diário Indústria & Comércio e Fecomércio PR
Prêmio Melhores do Biogás - 3º lugar categoria Melhor Organização	CIBiogás - Centro Internacional de Energias Renováveis – Biogás, Embrapa Suínos e Aves e UCS - Universidade de Caxias do Sul
Ranking Merco Responsabilidade ESG no Brasil - 2º lugar no setor de Energia Elétrica	Merco - Monitor Empresarial de Reputação Corporativa
Selo Ouro de certificação do Programa Brasileiro GHG Protocol	GHG Protocol
Prêmio Nacional de Incentivo ao Voluntariado 2022 - melhor projeto da Região Sul na categoria Voluntariado Empresarial	Governo Federal
Melhores em Gestão - categoria Prata para Copel Geração e Transmissão	FNQ - Fundação Nacional de Qualidade

• Copel em Números

Em R\$ mil	2022	2021	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	49.703.700	49.537.535	0,3
Caixa e equivalentes de caixa	2.678.457	3.472.845	(22,9)
Títulos e valores mobiliários	431.056	361.058	19,4
Dívida total	12.454.218	11.826.061	5,3
Dívida líquida	9.344.705	7.992.158	16,9
Receita operacional bruta	32.198.639	35.325.211	(8,9)
Deduções da receita	(10.270.918)	(11.340.924)	(9,4)
Receita operacional líquida	21.927.721	23.984.287	(8,6)
Custos e despesas operacionais	(18.679.499)	(20.475.106)	(8,8)
Provisão para destinação de créditos de Pis e Cofins	(810.563)	-	-
Repactuação Risco Hidrológico (GSF)	-	1.570.543	-
Equivalência patrimonial	478.577	366.314	30,6
Resultado das atividades	2.437.659	5.079.724	(52,0)
Ebitda ou Lajida	4.217.218	6.528.577	(35,4)
Resultado financeiro	(1.966.037)	(327.361)	500,6
IRPJ/CSLL	(199.122)	1.259.632	(115,8)
Lucro operacional	950.199	5.118.677	(81,4)
Lucro líquido proveniente de operações em descontinuidade	-	1.185.376	(100,0)
Lucro líquido do exercício	1.149.321	5.048.602	(77,2)
Patrimônio líquido	21.131.225	22.175.235	(4,7)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	970.258	3.088.487	(68,6)
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,3	1,4	(7,1)
Liquidez geral (índice)	0,9	1,0	(10,0)
Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou Lajida/receita operacional líquida) (%)	19,2	27,2	(29,4)
Lucro por ação - Ações ordinárias	0,39230	1,61429	(75,7)
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	0,52228	1,86252	(72,0)
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	0,42175	1,95747	(78,5)
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	7,7	8,1	(4,9)
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	58,9	53,3	10,5
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	4,3	21,3	(79,8)
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	5,2	21,0	(75,2)
Participação de capital de terceiros (%)	57,5	55,2	4,2
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽¹⁾	5,2	24,9	(79,1)

⁽¹⁾ LL ÷ (PL inicial)

2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)

Em 2000, a Copel foi a primeira empresa do setor elétrico a aderir ao Pacto Global, da Organização das Nações Unidas - ONU, e desde 2018 assumiu o compromisso de atuar para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS ligados ao setor de energia.

Após construir o Plano de Neutralidade de Carbono em 2021, o tema seguiu como prioridade para a Copel e, na Visão 2030, ele foi associado ao objetivo de descarbonizar sua matriz de geração elétrica. A Visão 2030 também incluiu entre as prioridades o compromisso com a ética e governança e o avanço da diversidade, incluindo metas de evolução da participação feminina na liderança.

Ao planejar a sua próxima década, a Companhia está buscando ampliar a integração das preocupações ambientais, sociais e de governança (ESG, na sigla em inglês) à sua agenda de ações e decisões de futuro.

Gestão da sustentabilidade

A Copel realiza a gestão da agenda de sustentabilidade por meio de diversas áreas dedicadas às temáticas relacionadas à ESG. A Holding determina as diretrizes corporativas e as dissemina por meio de políticas e normas que permeiam todas as áreas da Companhia, incluindo as subsidiárias.

Para dar conta das características únicas dos negócios, cada subsidiária possui suas áreas especializadas na gestão de aspectos socioambientais. Cada operação demanda diferentes tipos de ação e monitoramento, visando o *compliance* socioambiental e a adesão às melhores práticas de mercado.

O desempenho em sustentabilidade é avaliado por meio da gestão interna, além da participação em avaliações especializadas no mercado, que permitem o comparativo com outras empresas. Entre essas avaliações estão o Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE) e o *Corporate Sustainability Assessment* (CSA), da S&P Global. Esses resultados são utilizados como base para a melhoria contínua dos processos relacionados às dimensões ESG.

2.1. Governança Corporativa

A Copel é uma sociedade de economia mista, controlada pelo Estado do Paraná, com capital aberto e ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (B3), Nova Iorque (NYSE) e Madri (Latibex) – que demanda um robusto sistema de governança para assegurar que o desempenho dos administradores e o planejamento estratégico está alinhado aos interesses da Companhia, suas partes interessadas e o governo do Paraná.

Na B3, a Copel integra o Nível 2 de governança desde 2021. Seu sistema também adota o Código de Melhores Práticas de Governança para Companhias Abertas, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, e responde aos critérios da *Securities and Exchange Commission* - SEC, da bolsa norte-americana e dispositivos legais e regulatórios brasileiros.

Após a adoção de uma série de mecanismos para fortalecer sua estrutura de governança corporativa em 2021, a Copel seguiu aperfeiçoando seus instrumentos buscando manter uma estrutura robusta que

acompanha a evolução das práticas de mercado.

O novo Estatuto Social da Copel, aprovado em 2021, contemplou significativos avanços em governança corporativa, incluindo:

- Aumento da participação de representantes de acionistas não controladores no CAD, passando de dois para três conselheiros;
- Inclusão de um membro independente no Comitê de Auditoria Estatutário;
- Criação de três comitês de assessoramento ao CAD;
- Criação de dispositivo estatutário que garante o repasse integral de tarifas homologadas pela Aneel;
- Adesão ao Nível 2 de Governança Corporativa da B3;
- *Tag along* de 100% para as ações Ordinárias e Preferenciais, em tratamento equitativo aos acionistas;
- Direito de voto para os acionistas preferencialistas em assuntos que tratem de transformação, incorporação, cisão ou fusão da Companhia;
- Criação de um Programa de Units.

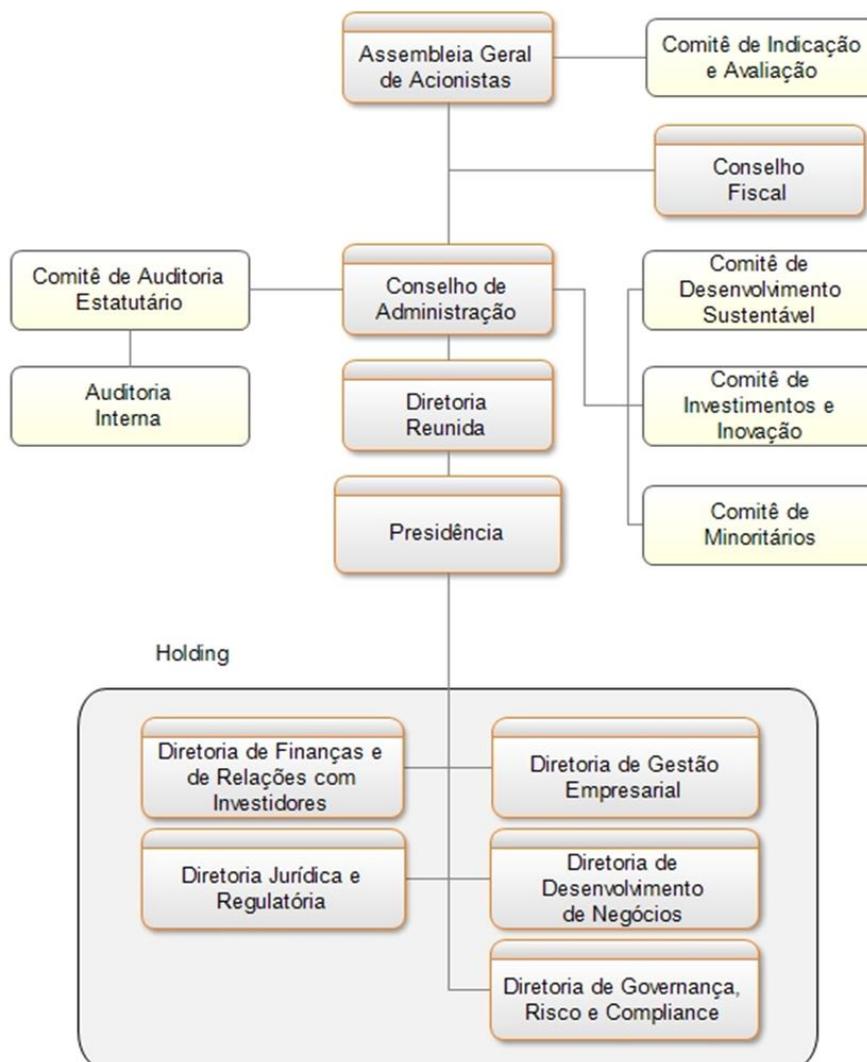
Em 2022, a alta administração da Copel revisou os regimentos dos órgãos estatutários e deu início à atuação dos três novos comitês de assessoramento ao Conselho de Administração - CAD (Comitê de Investimento e Inovação, Comitê de Desenvolvimento Sustentável e Comitê de Minoritários), instrumentos que ampliam os espaços de análise qualificada, produção de conhecimento e discussão de temas estratégicos para apoiar as decisões do CAD.

As subsidiárias da Copel – Copel Distribuição (Copel DIS), Copel Geração e Transmissão (Copel GeT), Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) e Copel Serviços (Copel SER) – também contam com seus Conselhos de Administração focados na orientação e planejamento de cada um dos negócios.

A Copel DIS e a Copel GeT têm registro de companhias abertas na categoria B na B3 – Brasil, Bolsa, Balcão, bolsa de valores do Brasil. A listagem da Copel DIS foi a mais recente, aprovada em maio de 2022 pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Esses registros são parte do planejamento estratégico da Companhia e não visam a emissão de ações. São medidas que reforçam ainda mais a transparência e as práticas de governança, além de oportunidade para diversificação das fontes de financiamento e otimização do perfil da dívida.

Aprovado no fim de 2021, o Comitê de Auditoria Estatutário para empresas controladas da Copel GeT (CAE GeT Controladas) teve seus membros indicados em 2022 bem como a aprovação do seu regimento interno. A constituição do CAE GeT Controladas atende à Lei nº 13.303/2016 (Lei de Responsabilidade das Estatais) e tem como atribuições, entre outras, fiscalizar, revisar e acompanhar as atividades das empresas controladas direta e indiretamente.

2.1.1. Estrutura de Governança



Assembleia geral de acionistas

É o fórum no qual os acionistas têm poderes para decidir todos os negócios relativos ao objeto da Companhia e tomar as resoluções consideradas convenientes à sua defesa e desenvolvimento.

Comitê de Indicação e Avaliação

Órgão de caráter permanente que tem a finalidade de auxiliar os acionistas, verificando a conformidade do processo de indicação e avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários, nos termos da legislação vigente.

COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO

Presidente Marcos Leandro Pereira

Membro Robson Augusto Pascoalini

Membro Durval José Soledade Santos

Conselho Fiscal

Órgão permanente que analisa e opina sobre as demonstrações financeiras e fiscaliza os atos dos administradores. É formado por cinco membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas para mandato de dois anos.

CONSELHO FISCAL	
Presidente (Governo)	Demetrius Nichele Macei
Conselheiro (Governo)	Harry Françóia Júnior
Conselheiro (Governo)	José Paulo da Silva Filho
Conselheiro (Minoritários - ordinaristas)	Eduardo Badyr Donni
Conselheiro (Minoritários - preferencialistas)	Raphael Manhães Martins
Conselheiro (Governo) - suplente	Robeto Zaninelli Covelo Tizon
Conselheiro (Governo) - suplente	Otami Cesar Martins
Conselheiro (Governo) - suplente	Verônica Peixoto Coelho
Conselheiro (Minoritários - ordinaristas) - suplente	Estevão de Almeida Accioly
Conselheiro (Minoritários - preferencialistas) - suplente	Cristiane do Amaral Mendonça

Conselho de Administração - CAD

Órgão deliberativo responsável por fixar a orientação geral dos negócios, em conformidade com as competências estabelecidas no Estatuto Social da Copel e em Regimento Interno. É composto por nove membros eleitos em Assembleia Geral, para o mandato de dois anos, indicados, inicialmente, pelo acionista controlador (Estado do Paraná), com exceção de três vagas destinadas aos acionistas minoritários e uma vaga destinada a um representante dos empregados. Na atual composição do Conselho, 77,8% são independentes, percentual acima dos 30% mínimos previsto no Estatuto Social da Companhia.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
Presidente (Governo) - independente	Marcel Martins Malczewski
Conselheiro (Governo)	Daniel Pimentel Slaviero
Conselheiro (Governo) - independente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Conselheiro (Governo) - independente	Carlos Biedermann
Conselheiro (Governo) - independente	Gustavo Bonini Guedes
Conselheira (Minoritários - ordinaristas) - independente	Leila Abraham Loria
Conselheira (Minoritários - ordinaristas) - independente	Andriei José Beber
Conselheiro (Minoritários - preferencialistas) - independente	Marco Antonio Bologna
Conselheiro (Eleito pelos empregados)	Fausto Augusto de Souza

Diretoria Reunida

Órgão executivo responsável pelas funções executivas, com atribuição de representar a Companhia, de acordo com atribuições e deveres estabelecidos no Estatuto Social. É composta por sete membros eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de dois anos, permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas.

DIRETORIA	
Diretor Presidente	Daniel Pimentel Slaviero
Diretora de Gestão Empresarial	Ana Letícia Feller
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	Adriano Rudek de Moura
Diretor Jurídico e Regulatório	Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor de Desenvolvimento de Negócios	Cassio Santana da Silva
Diretor de Governança, Risco e <i>Compliance</i>	Vicente Loíacono Neto
Diretor Adjunto de Comunicação	David Campos

Comitê de Auditoria Estatutário

Órgão formado por três membros, todos independentes e escolhidos pelo CAD. Tem como atribuições principais fiscalização, revisão, supervisão, acompanhamento e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pela emissão de relatórios semestral e anual, devendo o resumo do Relatório do Comitê de Auditoria, elaborado ao final do exercício, ser publicado em conjunto com as demonstrações contábeis e financeiras. Suas reuniões ordinárias são realizadas, no mínimo, seis vezes ao ano, conforme calendário previamente definido, podendo haver outras, extraordinárias, sempre que necessário.

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	
Presidente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro especialista financeiro	Carlos Biedermann
Membro externo	Luiz Claudio Maia Vieira

Comitê de Minoritários

Comitê com a finalidade de analisar e emitir recomendações e pareceres objetivando conferir mais alinhamento às melhores práticas de governança corporativa. Atua em operações com o Acionista Controlador, suas autarquias e/ou fundações, fora do curso normal dos negócios, dentro da alçada de competência do CAD, visando a transparência e imparcialidade da operação para os acionistas não controladores. Assim como os demais comitês de assessoramento do Conselho, ele é estatutário e teve seu regimento aprovado em 2022.

COMITÊ DE MINORITÁRIOS	
Presidente	Leila Abraham Loria
Membro	Andriei José Beber
Membro	Marco Antonio Bologna

Comitê de Investimento e Inovação

Órgão colegiado que apoia a revisão e a elaboração de diretrizes estratégicas sobre investimentos, criação de novos produtos e serviços e novos negócios, além de questões como desinvestimentos, participação em leilões, acompanhamento da execução de projetos, entre outros. Formado por três conselheiros, sendo um representante dos acionistas minoritários, o Comitê está alinhado ao compromisso da Copel com a alocação adequada dos recursos e a eficiência.

COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO

Presidente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro	Daniel Pimentel Slaviero
Membro	Marco Antonio Bologna

Comitê de Desenvolvimento Sustentável

Órgão com a finalidade de auxiliar o CAD na proposição de diretrizes, políticas e princípios relativos à gestão de pessoas e ao desenvolvimento sustentável da Companhia, de suas subsidiárias integrais e sociedades controladas, com ênfase nas dimensões ambiental, social e de governança corporativa (ESG), dentro das melhores práticas do mercado, bem como na análise e emissão de recomendações e pareceres relacionados ao cumprimento das exigências legais e regulatórias, aos dispositivos internos e aos compromissos. Em 2022, o colegiado atuou especialmente na definição dos compromissos de sustentabilidade que integram a Visão 2030 e a revisão da Política de Direitos Humanos.

COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL

Presidente	Andriei José Beber
Membro	Daniel Pimentel Slaviero
Membro	Fausto Augusto de Souza
Membro	Marcos Leandro Pereira
Membro externo	Fernando Tadeu Perez

A descrição completa da estrutura administrativa e demais informações relevantes estão disponíveis em <https://www.copel.com/hpcweb/institucional/portal-da-transparencia/institucional/>.

2.1.2. Programa de Integridade

O Programa de Integridade da Copel está alinhado à Lei Anticorrupção nº 12.846/2013 e Lei de Responsabilidade das Estatais nº 13.303/2016. Abrangendo todos os empregados, administradores e conselheiros fiscais, o Programa de Integridade está estruturado para prevenir, detectar e remediar potenciais atos lesivos como conflito de interesses, fraudes em processos de licitação e pagamentos, entre outros.

Para seguir garantindo a aplicação das melhores práticas, a Companhia, em busca do processo de certificação da ISO 37301, revisou uma série de práticas e normas, ampliou a interação entre os processos de controles e gestão de riscos e implementou outras melhorias ao longo de 2022. A certificação deve ser concluída em 2023.

Código de Conduta

Criado em 2003, o Código de Conduta foi revisado e atualizado em 2022, com a inclusão de novos temas. O documento orienta o comportamento de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Copel e suas participações societárias e inclui referências sobre a conduta esperada em temas contemporâneos como participação em redes sociais, proteção de dados pessoais, trabalho remoto e cibersegurança. Também baliza a atuação em questões referentes à transparência, participação em leilões, saúde e segurança, responsabilidade social e ambiental, respeito aos direitos humanos, entre outras.

O Código de Conduta estabelece parâmetros de conduta para empregados, membros da diretoria, dos Conselhos e dos Comitês, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços e contratados. No caso de contratações e compras, as empresas se comprometem formalmente com o Código.

Canais de manifestação

A Copel incentiva que seus *stakeholders* registrem qualquer situação que indique violação de princípios éticos, políticas, normas, leis e regulamentos ou outras condutas impróprias e mantém específicos para esses fins, com garantia de sigilo.

O Canal de Denúncia é gerido pela Diretoria de Governança, Risco e Compliance e recebe manifestações sobre: assédio e discriminação, corrupção, destruição ou danos de bens da empresa, desvio de conduta, favorecimento, fraude ou roubo de bens e/ou dinheiro, irregularidades nas demonstrações financeiras e/ou relatórios de gestão, meio ambiente, não cumprimento de políticas e/ou procedimentos internos, uso indevido de recursos da Copel, vazamento ou uso indevido de informações, violação de leis, violações à Lei nº 12.846/2013 (Lei Anticorrupção), e outras ilegalidades.

Para denúncias sobre fraudes e furtos na rede elétrica, a Copel disponibiliza um contato específico. Os casos sobre assédio são analisados pela Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral (Cadam).

A Ouvidoria é outra instância de atendimento e conta certificação pela ISO9001 e reconhecimento como uma das melhores ouvidorias do setor pela Aneel.

Os telefones e formulários estão disponíveis no site da Companhia:

<https://www.copel.com/site/institucional/canais-de-denuncia/>

2.1.3. Gestão de riscos

A Política de Gestão de Riscos da Copel está fundamentada nos valores da Companhia, no seu Código de Conduta e nas orientações emitidas pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (Coso)*.

Suas regras são aplicáveis às áreas corporativas, às subsidiárias integrais e às controladas, e recomendadas às empresas controladas em conjunto, coligadas e a outras participações societárias da Copel. A alta administração da Companhia também passa, anualmente, por treinamento sobre o documento, enquanto os empregados são treinados sobre a metodologia de gestão de riscos.

Os riscos estratégicos são revisados durante a elaboração do Planejamento Estratégico, trabalho executado conjuntamente pelas altas direções da Copel (Holding) e das subsidiárias por meio da identificação e análise dos riscos, definição de plano de controle e contingência e estabelecimento de ações de monitoramento.

De acordo com a Política de Gerenciamento de Riscos da Companhia, são feitos reportes periódicos do portfólio de riscos e dos respectivos planos de mitigação para a alta administração. Deste modo, o processo de gestão dos riscos estratégicos da Copel vem sendo continuamente aprimorado, em linha com as melhores

práticas de mercado e em conformidade com a legislação vigente.

Além dos riscos estratégicos, a estrutura de gerenciamento classifica os principais riscos em Financeiros, Operacionais e de Conformidade (*compliance*). O relatório periódico de riscos conta ainda com um perfil ESG, em que são detalhados os principais aspectos ambientais, sociais e de governança.

2.1.4. Auditoria Externa

Nos termos estabelecidos por norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria Estatutário, a Companhia e suas subsidiárias integrais possuem contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda desde 08.03.2021, para prestação de serviços de auditoria, tendo o contrato sido prorrogado por mais 22 meses, a partir de 08.09.2022. O valor previsto de contratação para o período 2022-2023 é de R\$ 5,0 milhões.

A Companhia troca a empresa responsável pela auditoria de suas demonstrações financeiras seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes, conforme a Resolução CVM nº 23/2021.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a prática da Companhia prevê a análise prévia pelo Comitê de Auditoria Estatutário, órgão de assessoramento do Conselho de Administração, que deve considerar nesta avaliação se um relacionamento ou serviço prestado por auditor independente: (a) cria interesses conflitantes com o seu cliente de auditoria; (b) coloca-os na posição de auditar o seu próprio trabalho; (c) resulta em atuação em função de gestor ou como empregado do cliente de auditoria; ou (d) coloca-os em posição de advogado para o cliente da auditoria.

O Comitê de Auditoria Estatutário considera ainda, neste tipo de avaliação, se qualquer serviço prestado pela empresa de auditoria independente pode prejudicar, de fato ou aparentemente, a independência da firma. Sempre que necessário, o Comitê de Auditoria Estatutário pode contar com o apoio técnico da Auditoria Interna, ou de consultoria independente, para avaliação técnica que pode ser requerida em cada caso concreto, sendo registradas em atas de reuniões deste colegiado as discussões sobre contratações de outros serviços do auditor independente.

A Copel informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, após análise prévia do Comitê de Auditoria Estatutário, prestou serviços não relacionados à auditoria independente, durante o exercício encerrado em 31.12.2022, conforme segue:

Natureza	Contratação ⁽²⁾	Duração
Revisão de Procedimentos Fiscais	08.03.2021	22 meses
Outros Serviços de Auditoria ⁽¹⁾	08.03.2021	22 meses

⁽¹⁾ Auditoria na aplicação de recursos dos Programas Sociais e em demonstrativos de empréstimos

⁽²⁾ Contrato prorrogado por mais 22 meses a partir de 08.09.2022

A Companhia contratou um total de R\$ 161,8 mil referente aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 3% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2022.

2.2. Dimensão Social

A Copel está comprometida com os seus públicos de relacionamento, implementando ações que assegurem o equilíbrio das relações ambientais, econômicas e sociais. A Companhia norteia suas ações por meio das diretrizes constantes nas Políticas de Sustentabilidade e de Governança Corporativa, que reforçam a importância do diálogo e da transparência, a promoção dos Direitos Humanos, do respeito às pessoas, da acessibilidade e inclusão, bem como do desenvolvimento sustentável.

2.2.1. Promoção dos direitos humanos

A Política de Direitos Humanos da Copel formaliza as diretrizes para prevenir, mitigar e reparar violações que possam ocorrer na Companhia, em sua cadeia produtiva ou em comunidades impactadas, propiciando ambientes de trabalho decentes, inclusivos e eliminando desigualdades.

Para consolidar sua aplicação, a Copel está uniformizando parâmetros de monitoramento e avaliação, incluindo a previsão de devida diligência para fornecedores e formalizando processos. Esse trabalho, iniciado em 2022, envolve um levantamento dos temas prioritários relacionados a direitos humanos por meio da consulta a diversas áreas da Companhia e das suas subsidiárias e análise de indicadores de saúde e segurança do trabalho, manifestações recebidas no Canal de Denúncias, entre outras informações. O objetivo é mapear todas as práticas já existentes na Copel para prevenir violações de direitos humanos, identificar áreas e pontos mais sensíveis bem como os pontos de melhoria.

A Copel também realizou em 2022 a primeira capacitação sobre devida diligência em direitos humanos para áreas-chave, incluindo gestores de compras e gestão socioambiental das subsidiárias, além do jurídico e regulatório corporativo. Entre os temas abordados, estavam a avaliação de impactos aos direitos humanos na cadeia de valor ações de monitoramento e prevenção reporte e avanço do processo de diligência nas empresas.

2.2.2. Responsabilidade Social

Ciente de seu papel preponderante na sociedade, a Copel desenvolve programas, projetos e ações que beneficiam a comunidade, considerando as expectativas dos públicos de relacionamento em suas decisões, bem como busca alternativas que promovam o bem-estar social alinhado à legislação, às normas internacionais de comportamento e a agendas de desenvolvimento reconhecidas mundialmente como a Agenda 2030 da Organização Mundial das Nações Unidas (ONU).

Ao implementar novos empreendimentos, embora promova a geração de empregos e receitas para os municípios, existe a possibilidade da necessidade de mitigar ou compensar eventuais impactos causados por suas atividades. Para isso, a Companhia implementa programas sociais descritos nos Planos Básicos Ambientais - PBA, nos relatórios ambientais simplificados e nos relatórios de detalhamento dos programas ambientais de cada empreendimento. Além dos programas sociais obrigatórios no contexto do licenciamento ambiental, a Copel desenvolve outras ações voltadas às comunidades dentro do escopo da sustentabilidade

empresarial e de forma corporativa.

Em 2022, a Copel formulou e aprovou a Política de Investimento Social, que amplia os parâmetros já estabelecidos na Política de Doações, definindo diretrizes para a destinação de recursos próprios ou vias leis de incentivo, sejam contribuições voluntárias ou compulsórias. A política também reforça o princípio da conexão com os ODS priorizados pela Copel como critério para definição dos investimentos sociais.

As subsidiárias devem relatar as doações e contribuições voluntárias e não voluntárias à Diretoria de Governança, Risco e Compliance da Holding trimestralmente. A Diretoria, por sua vez, faz a comunicação periódica sobre os valores aprovados para Investimento Social Privado ao Comitê de Desenvolvimento Sustentável da Companhia.

Outras informações sobre esses programas e ações desenvolvidos podem ser obtidas no Relato Integrado.

2.2.3. Gestão de Pessoas

A Política Gestão de Pessoas - Recursos Humanos da Copel reconhece que os funcionários são o principal valor da Companhia e estabelece princípios e diretrizes para nortear a gestão com vistas ao desenvolvimento, à manutenção da saúde, segurança e qualidade de vida das pessoas, bem como busca agregar valor aos processos, servindo de base para a tomada de decisões e a implantação de programas e práticas atuais e inovadoras.

Alinhada ao mercado, a Copel adota a premissa “Empresa estatal com *mindset* privado” em sua atuação visando criar similaridade na sua atuação com outras empresas privadas do setor.

Em 2022, a Política, válida para a Holding, as subsidiárias integrais e as controladas, foi revisada e passou por nova aprovação do Conselho de Administração para garantir que seu conteúdo esteja mais alinhado ao planejamento estratégico e aos novos desafios.

A Copel também recebeu da Fundação Nacional de Qualidade - FNQ o primeiro certificado de avaliação dedicada à maturidade da gestão de recursos humanos pelas empresas. O Selo MEG RH é resultado de uma extensa análise sobre os processos da organização e sua aderência com as práticas de referência observadas em empresas de classe mundial. Entre os pontos fortes apontados na avaliação da FNQ estão a atuação estratégica da área de RH, a gestão de desempenho, a política de meritocracia e os cuidados com a segurança do trabalho e a qualidade de vida dos empregados.

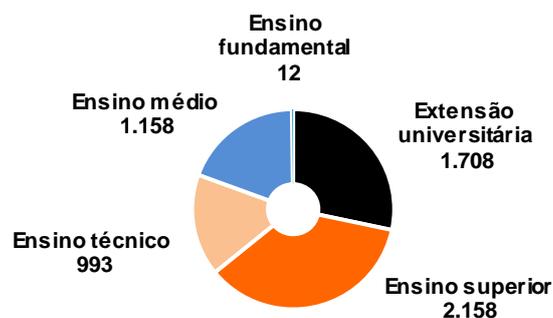
Como empresa de economia mista, em que o acionista majoritário é o Governo do Estado do Paraná, a contratação de empregados se dá por meio de concurso público, alicerçado no princípio da isonomia e equidade de oportunidades.

Em busca da eficiência no negócio, a Copel não realiza contratações há cinco anos e realiza o Programa de Demissão Voluntária - PDV, que equilibra a necessidade de otimizar recursos e gerar ganhos a partir da digitalização à oferta das melhores condições possíveis para quem deseja fazer uma transição na carreira. O processo de PDV foi acelerado nos dois últimos anos por conta do desinvestimento no negócio de telecomunicações.

Para apoiar as áreas operacionais e funções específicas, a Copel adota a prestação de serviços (contratação de empregados terceirizados). A gestão desses contratos é gerenciada pela área contratante, não vinculada à Política de Gestão de Pessoas da Companhia. O programa de contratação de terceiros segue todas as exigências legais e de segurança do trabalho, com disposições sobre o tema no Manual do Fornecedor e no Manual de Contratação. Cabe ao gestor do contrato acompanhar e fiscalizar todo o processo, da contratação à execução e entrega do trabalho contratado.

A Copel possuía 6.029 empregados no quadro próprio em 31.12.2022 e 6.538 em 31.12.2021. Foram admitidos/reintegrados 3 empregados em 2022. Durante o mesmo período, 512 empregados desligaram-se da Companhia. Desses, 440 foram por meio do PDV. A taxa de rotatividade foi de 3,9% em 2022 e 2,2% em 2021.

Escolaridade do quadro



- **Benefícios**

Entre os benefícios concedidos pela Companhia a todos os seus empregados, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias; adiantamento da primeira parcela do 13º salário no mês de janeiro; participação nos lucros e resultados - PLR; prêmio por desempenho - PPD; incentivo a qualidade de vida, com iniciativas como o Coral da Copel; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a empregados com deficiência e a empregados que tenham dependente com deficiência; licença maternidade e licença paternidade estendidas e complementação de auxílio doença. Os empregados também podem optar pela redução da jornada de trabalho de 8 horas para 6 horas diárias, conforme critérios previstos em norma interna.

Adicionalmente, por meio da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, da qual a Copel é patrocinadora, há concessão de: plano de previdência privada, adicional ao valor da previdência oficial, e plano de assistência médico-hospitalar e odontológica. A Fundação Copel disponibiliza, ainda, uma carteira de empréstimos aos seus participantes, obedecendo às disposições legais que regem as aplicações das reservas do seu fundo previdenciário.

A Copel também possui o Programa de *Home Office*, que adota o regime híbrido de trabalho, com adesão voluntária. Neste modelo os empregados podem cumprir parte de sua jornada de trabalho presencialmente e parte à distância.

Há ainda o programa Plenamente, com ações voltadas ao autocuidado, suporte psicológico e psicoeducação. O programa organizou *workshops* e Trilha de Aprendizagem com informações sobre saúde psicoemocional, equilíbrio emocional, conceitos e preconceitos. E, por meio de uma parceria com a Fundação Copel e seu programa EquilibradaMente, é oferecido suporte psicológico 24 horas por dia para os copelianos.

Ainda pensando no cuidado com os empregados, a Copel criou a Unidade de Atenção Primária à Saúde - APS, em parceria da Fundação Copel no polo Km3. O espaço oferece toda a estrutura necessária para a

realização de exames primários e periódicos, incluindo salas para atendimento e consulta, coleta de exames, farmácia e sala para atendimento em casos de urgência. O benefício se estende aos familiares e não cobra coparticipação. A APS foi inaugurada em Curitiba em 2021 e já foi estendida para Maringá e Londrina.

Por fim, em julho de 2022 foi lançado o Programa Bem Gestar, que busca proporcionar bem-estar psicossocial da gestante e dos pais, fornecendo suporte e informações, além de incentivar o aleitamento materno, com as salas de apoio à amamentação.

- **Remuneração**

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e variável (Participação nos Lucros e/ou Resultados - PLR e Prêmio Por Desempenho Copel - PPD). A PLR é composta por metas e indicadores corporativos e o PPD, por sua vez, consiste no reconhecimento do desempenho e cumprimento de metas nos diferentes níveis organizacionais (diretoria, superintendência, departamento e divisão). A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2022 (R\$ 2.329,64) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 1.212,00) era de 1,92 vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

A Companhia se relaciona com 18 sindicatos representativos das diversas classes de trabalhadores e, ao longo do ano, promove reuniões quadrimestrais para discussão de assuntos de interesse mútuo. Por ocasião da data base (outubro) esse relacionamento se intensifica quando os sindicatos e a Copel discutem as reivindicações para chegar ao Acordo Coletivo de Trabalho - ACT.

- **Avaliação de desempenho**

Desde 2013, a Gestão de Desempenho da Copel é realizada por meio do Programa Nossa Energia, que, ao longo do tempo, vem sendo aprimorado segundo as melhores práticas de mercado. De acordo com as regras do Programa, pelo menos uma vez ao ano cada empregado recebe o feedback do seu gestor considerando o desempenho apresentado. No momento da avaliação e do feedback, também é contratado o desempenho esperado para o próximo período.

A partir do ciclo 2021, o Nossa Energia passou por uma revitalização com o apoio da Fundação Instituto de Administração - FIA. A condução deste projeto teve como pontos centrais a revisão de um Sistema de Gestão de Pessoas com base em competências, estimulando a cultura meritocrática e considerando critérios de avaliação relacionados aos eixos de atuação, competências e nível de complexidade do profissional. A revitalização do programa teve como foco o incentivo ao desenvolvimento profissional e protagonismo dos copelianos. Os feedbacks acontecem de forma estruturada, durante a avaliação de desempenho do programa Nossa Energia, na elaboração do plano de desenvolvimento, na avaliação intermediária e também durante o fechamento do plano de desenvolvimento.

- **Desenvolvimento de Pessoas**

A Política de Educação Corporativa estabelece a conduta para a promoção de ações de capacitação e desenvolvimento de pessoas, que devem ser estruturadas de acordo com a missão, visão e os valores da Copel. As diretrizes englobam desde treinamentos básicos a cursos de especialização e fomento à pesquisa.

A Copel oferece também cursos com conteúdos relacionados à gestão de qualidade, idiomas, aos processos e projetos e sobre ferramentas auxiliares de gestão. São investidos ainda recursos em cursos de pós-graduação lato e stricto sensu visando profissionais que necessitam agregar conhecimentos em sua área de atuação. Instituições educacionais parceiras também oferecem benefícios aos empregados, alguns dos quais se estendem aos dependentes.

Em 2022, houve alavancagem significativa no aprimoramento, principalmente, dos empregados da área técnica, com a intensificação dos treinamentos presenciais. Também durante o ano, o modelo de educação corporativa promovido pela Universidade Corporativa (UniCopel) foi revisitado. Além disso, promoveu conteúdos sobre diversidade, controles internos, segurança cibernética, código de conduta, entre outros.

A Copel possui como estratégia de gestão de pessoas incentivar e promover a educação e o desenvolvimento dos empregados, contando com corpo profissional qualificado e permitindo que todos exerçam seu potencial em ambiente propício ao desenvolvimento de suas habilidades e à evolução em sua carreira. A Companhia promove diversas ações de educação, desde treinamentos básicos e sugestões de autodesenvolvimento, até cursos de pós-graduação e desenvolvimento de pesquisa. Essas ações são organizadas em: programas corporativos, treinamentos para formação (destinados à capacitação básica para o exercício da função), treinamentos obrigatórios (cursos destinados a atividades específicas), treinamentos para aperfeiçoamento profissional, eventos (seminários, palestras, *workshops*, congressos etc.) e projetos de pesquisa e desenvolvimento. A Copel valoriza intensamente a educação continuada e o desenvolvimento pessoal de seus empregados.

Destacam-se, a seguir, alguns dos programas de desenvolvimento corporativos realizados em 2022:

- **Plano de Desenvolvimento Continuado de Administradores:** visando o aperfeiçoamento dos membros do conselho e administradores da Companhia, foi criado em 2022 o Plano de Desenvolvimento Continuado dos Administradores, que está sendo executado em parceria com o Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. Temas como gestão de riscos, responsabilidades do conselho e administradores, código de conduta, legislação societária e de mercado de capitais, programa de integridade e lei anticorrupção foram abordados na edição de 2022. Neste ano também foi criada a Trilha de Avaliação de Desempenho dos Órgãos Estatutários, com o objetivo de compartilhar conteúdos teóricos e práticos sobre gestão de desempenho.
- **Programa de Cibersegurança:** Com o objetivo de combater possíveis ataques e disseminar cada vez mais o conhecimento sobre Cibersegurança, a Copel adquiriu uma plataforma de conscientização que traz treinamentos a todos que fazem uso de sua rede de Tecnologia da Informação - TI. Ao longo de 2022, foi

investido fortemente na sensibilização da força de trabalho. O público geral participou de 5 Ciclos de Campanhas, além dos treinamentos específicos para determinadas áreas ou funções: financeiro, *call center*, gestores, viajantes, equipes de TI, terceiros, entre outros. O programa continua em 2023, sendo que já estão em andamento as campanhas: higiene de senhas, código fonte e higiene de dados para os desenvolvedores de TI e hackeando emoções, o alvo de *phishing* perfeito e sinais de alerta de engenharia social para os gerentes e fraude financeira para os empregados que atuam no processo financeiro.

- **Programa de Capacitação para LGPD:** A partir da implantação da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais - LGPD, Lei nº 13.709, de 14.08.2018, vigente no Brasil desde 18.09.2020, a Copel, entendendo a relevância do tema, lançou em 2021 o Programa de Capacitação em LGPD, tendo como objetivo orientar e capacitar todos os profissionais no cuidado e na proteção dos dados que trafegam diariamente na execução de suas atividades. Em 2022, foi realizado o Treinamento Anual de LGPD Ciclo 2022 para 100% dos empregados, além de treinamentos pontuais para empregados responsáveis pelo tratamento de dados ou de políticas internas referentes ao tema.
- **Programa de Desenvolvimento de Lideranças Femininas:** Promover e incentivar a cultura da equidade de gênero e o papel da mulher no Brasil e no mundo é uma missão de todos. A Copel, reconhecendo os talentos que possui, lançou no segundo semestre de 2022 o Programa de Desenvolvimento de Lideranças Femininas, que teve por objetivo fazer com que mulheres se inspirem em outras mulheres e em si mesmas, fortalecendo sua visão de autoliderança e liderança. Nesta primeira edição participaram 90 mulheres, entre gerentes formais e supervisoras, e abordaram os pilares do programa: i) Perfil de liderança – equilíbrio entre afetividade e efetividade; ii) Autoconhecimento – despertar o potencial da liderança, iii) Experiência – oportunidade para o exercício da liderança; e iv) Incentivo – aceleração da diversidade na liderança.
- **Treinamentos na temática de Sustentabilidade e Diversidade:** Em 2022 a Copel promoveu uma ampla programação de treinamentos, palestras e ações de sensibilização e conscientização para empregados e público externo sobre sustentabilidade, direitos humanos, riscos, diversidade e especialmente acessibilidade. Sobre o último tema houve palestras direcionadas a todos os copelianos, além dos treinamentos específicos para equipes de comunicação, áreas de recursos humanos e gestores. Os eventos fazem parte do projeto "Mais Inclusão", que tem como objetivo orientar e incentivar a acessibilidade atitudinal.
- **Plano de Capacitação para Processo Licitatório de Obras e Serviços de Engenharia:** Com o objetivo de promover a atualização do processo de contratação de obras e serviços de engenharia, foram estabelecidas frentes de trabalho estruturadas, dentre elas o Programa de Capacitação do Processo de Contratação de Obras e Serviços de Engenharia. O programa está sendo implementado em conjunto com as áreas de treinamento corporativa e dos negócios envolvidos no processo licitatório. Os temas definidos pelo grupo, foram: noções gerais de contratação, orçamento, mudanças normativas, projetos de obras e serviços de engenharia, regimes de execução, processo de contratação, matriz de riscos e gestão de

contratos.

- **Aprendizado contínuo:** Em 2021 foi lançada a comunidade virtual denominada Compartilhando Energia, em que são divulgados periodicamente oportunidades de aprendizados. São cursos e conteúdos disponíveis a todos os empregados promovendo a atualização no seu escopo de trabalho. Em 2022 tivemos um maior engajamento na Comunidade. Outras ações da Companhia são a oferta, para todo o público interno, de cursos cujos temas relacionam-se à gestão de qualidade, processos e projetos, autodesenvolvimento e sobre ferramentas da qualidade na modalidade a distância por meio do ambiente de ensino a distância intitulado Copel EAD; o investimento em cursos de pós-graduação lato e *stricto sensu* para profissionais que necessitam especializar-se em sua área de atuação; e mantém-se firmando parcerias educacionais, por meio de edital de chamada pública vigente desde 2016 e atualizado em 2022. Essas parcerias concedem descontos ou algum outro benefício, e abrangem educação básica, superior e profissional, de qualificação, aperfeiçoamento e línguas estrangeiras e podem estender-se aos dependentes.
- **Trilhas de aprendizagem:** Consiste em compartilhamento de conhecimento dos empregados para os empregados. Caracteriza-se como uma abordagem dinâmica e simples, uma vez que dá autonomia aos produtores na elaboração e publicação do material. As trilhas combinam diferentes possibilidades de aprendizagem e oferecem caminhos alternativos e flexíveis para o aprimoramento pessoal e profissional, ficam disponíveis a todos os empregados e pode ser acessada também do celular.

2.2.4. Fornecedores

Para classificar, contratar fornecedores e fazer aquisições de materiais e serviços, a Copel realiza o processo de licitação, que segue as regras do Regulamento Interno de Licitações e Contratos e da legislação vigente, que considera a Lei nº 10.520/2002 (institui a modalidade de licitação denominada pregão), a Lei Complementar nº 123/2006 (institui o Estatuto Nacional da Microempresa e da Empresa de Pequeno Porte), a Lei Federal nº 13.303/2016 (Lei das Estatais) e a Lei nº 13.709/2018 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais – LGPD).

A Copel reforça o seu relacionamento com fornecedores implementando iniciativas voltadas ao desenvolvimento sustentável por meio da melhoria da gestão da cadeia produtiva e da otimização de recursos em benefício da comunidade.

Em 2022, a Copel iniciou uma avaliação dos fornecedores, com um levantamento no nível corporativo que dará mais suporte ao processo de gerenciamento de riscos na cadeia de suprimentos. O processo, ainda em andamento, inclui informações relacionadas a integridade, entre outras questões e vai subsidiar parâmetros mais objetivos para a classificação da criticidade dos fornecedores.

Na seleção de fornecedores de serviços ou de produtos que tem possibilidade de impactos ambientais, a Copel exige certidões e qualificações ambientais da empresa e dos profissionais. As demandas contratuais ainda abrangem incorporar os Princípios do Pacto Global; priorizar a contratação de fornecedores locais e de

pequeno e médio porte; contratar e capacitar profissionais com deficiência; inibir práticas de assédio moral e sexual no ambiente de trabalho; entre outras. Para reforçar todos esses pontos, a Copel envia a seus fornecedores sua Política de Sustentabilidade.

O descumprimento de cláusulas contratuais de meio ambiente ou responsabilidade social envolve sanções conforme a gravidade do caso, incluindo advertências, multas, suspensão temporária de participação em licitação e impedimento de contratação até a rescisão contratual e comunicação aos órgãos legais competentes sobre possível infração.

2.2.5. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Conforme legislação, as concessionárias e permissionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua Receita Operacional Líquida - ROL para projetos de P&D e PEE.

Geração e Transmissão

Em 2022, a Copel GeT aplicou R\$ 34,4 milhões na execução de 22 projetos de P&D, entre os quais 4 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada Pública de Projetos de P&D. Em 4 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas.

Distribuição

Em 2022, a Copel DIS investiu R\$ 60,4 milhões em 34 projetos. Os principais destaques do exercício foram “Sistema de Armazenamento de Energia”, “Aperfeiçoamento de metodologias e ferramentas para planejamento tático e operacional em redes de distribuição subterrânea” e “Ambiente virtual para capacitação de equipe de eletricitistas de manutenção de redes de distribuição”. Ainda nesse exercício, a Copel DIS aplicou R\$ 58,1 milhões com recursos do PEE na execução de 166 projetos e prevê a aplicação de R\$ 138,8 milhões em 3 anos.

2.3. Dimensão Ambiental

O comprometimento da Copel com o desenvolvimento sustentável está intrinsecamente relacionado ao dia a dia de suas atividades. A Companhia atua para atingir a ecoeficiência, preservar a biodiversidade e reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE). Adicionalmente, transmite para clientes e fornecedores seus princípios de boa gestão ambiental.

As diretrizes para essa atuação estão na Política de Sustentabilidade, que é base para outras normativas, como a Política de Mudança do Clima, a Política Ambiental, nas normas internas de Gestão de Resíduos, de Gestão dos Efeitos de Mudança do Clima, entre outras.

As principais diretrizes são:

- Promover a ecoeficiência em todos os processos, visando à redução do consumo e ao uso sustentável

dos recursos naturais e dos serviços ecossistêmicos;

- Mitigar os impactos negativos e potencialização dos positivos nas suas atividades e negócios;
- Ter relevância nos impactos das mudanças do clima na operação e na expansão de ativos.

2.3.1. Ecoeficiência

A Copel instituiu o Programa de Ecoeficiência para sistematizar suas ações no combate ao desperdício de energia, água, combustíveis e papéis, além da redução de resíduos. Criado em 2014, reúne um conjunto de ações possíveis e acessíveis que visam à preservação do meio ambiente, tendo como meta a redução de consumo de recursos naturais, a conscientização dos seus colaboradores e a redução de custos.

Com um arcabouço de ações, o programa também busca disseminar a educação para a sustentabilidade, o respeito ao meio ambiente e a preocupação com as futuras gerações.

2.3.2. Mudança do clima

O tema mudança do clima é analisado no processo de planejamento estratégico da Companhia, integrando as decisões corporativas em um horizonte de cinco anos. Dentro do planejamento financeiro são previstos orçamentos para o desenvolvimento tecnológico e a construção de novos empreendimentos sustentáveis, como usinas hidrelétricas, eólicas e solares. Além disso, a incorporação de cenários climáticos futuros, a precificação de carbono e o desenvolvimento de estudos para adaptação às mudanças do clima têm orientado a tomada de decisão da Companhia. Esses estudos e investimentos auxiliam no monitoramento e previsão para disponibilidade de equipes no atendimento a emergências.

Entre essas decisões, está o Plano de Neutralidade das emissões de gases de efeito estufa, em que a Companhia pretende neutralizar suas emissões de Escopo 1 até 2030. Um dos avanços nesse trabalho foi a decisão pela descarbonização da matriz elétrica, com os planos de desinvestimentos na Usina Termelétrica de Araucária (UEGA) e na Compagás.

Outra diretriz está relacionada à comercialização de certificados i-REC nos negócios de geração e comercialização de energia pela Copel Comercialização.

Adicionalmente, a Companhia tem desenvolvido tecnologia para melhorar a gestão da distribuição de eletricidade com a modernização dos ativos e ampliação do Programa *Smart Grid*, de redes inteligentes.

Além disso, em 2022 a remuneração variável (Prêmio por Desempenho) passou a considerar o alcance de metas relacionadas ao Plano de Neutralidade, elaboradas de acordo com as especificidades de cada subsidiária integral e de cada diretoria da Copel Holding.

2.3.3. Biodiversidade

Os ativos da Copel estão localizados em diferentes regiões do País, inseridos em vários biomas brasileiros. Assim, a Companhia desenvolve ações para minimizar e compensar os impactos causados por suas

atividades nos diversos ecossistemas que estão presentes.

As ações da Copel em prol da biodiversidade incluem:

- Proteção e/ou restauração de áreas destinadas à compensação das supressões vegetais necessárias à implantação de empreendimentos;
- Restauração de Áreas de Preservação Permanente;
- Cuidados especiais com as espécies da fauna e da flora consideradas raras e ameaçadas, executando resgates e realocações de indivíduos quando necessário;
- Coleta e destinação de sementes para pesquisa e produção de mudas, de modo a garantir a manutenção da biodiversidade regional e a variabilidade genética das espécies endêmicas da flora;
- Monitoramento das comunidades faunísticas e florísticas para verificar possíveis impactos e compensá-los sempre que necessário.

É importante ressaltar que os empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia também causam impactos positivos para a biodiversidade, os quais, geralmente, são permanentes e conferem uma proteção maior aos ambientes naturais.

No Relato Integrado é possível conhecer as outras ações voltadas aos aspectos de energia, mudança do clima, biodiversidade, água e resíduos.

2.4. Balanço Social

BALANÇO SOCIAL ANUAL				
Em dezembro de 2022 e 2021				
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)				
		2022	2021	
1 - BASE DE CÁLCULO				
NE 32	Receita Líquida - RL	21.927.721		23.984.287
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS				
		% Sobre RL	% Sobre RL	
NE 33.2	Remuneração dos administradores	18.717	0,1	18.118
	Remuneração dos empregados	811.167	3,7	827.046
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	131.317	0,6	128.572
	Encargos sociais compulsórios	275.092	1,3	279.613
	Plano previdenciário	71.279	0,3	75.836
	Saúde (Plano assistencial)	225.724	1,0	201.585
	Capacitação e desenvolvimento profissional	8.596	0,0	6.506
NE 33.2	Provisões por desempenho e participação nos lucros	42.008	0,2	367.423
NE 33.2	Reversão/Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias:	(9.315)	(0,0)	139.232
	Cultura	2.813	0,0	556
	Creches ou auxílio-creche	1.496	0,0	1.719
	Segurança e saúde no trabalho	7.289	0,0	4.716
	Educação	2.265	0,0	2.900
	Benefício maternidade prorrogado	399	0,0	579
	Vale transporte excedente	132	0,0	90
	Total	1.588.979	7,2	2.054.491
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS				
		% Sobre RL	% Sobre RL	
	Cultura	16.672	0,1	21.596
	Saúde e saneamento	10	0,0	1.450
	Esporte	9.036	0,0	5.279
	Fundo para a infância e a adolescência	937	0,0	2.314
	Pesquisa & Desenvolvimento	59.848	0,3	81.096
	Programa de Eficiência Energética	77.390	0,4	69.970
	Fundo do idoso	937	0,0	2.314
	Outros	4.015	0,0	3.061
	Total das contribuições para a sociedade	168.845	0,8	187.080
	Tributos (excluídos encargos sociais)	9.689.798	44,2	12.211.366
	Total	9.858.643	45,0	12.398.446
4 - INDICADORES AMBIENTAIS				
		% Sobre RL	% Sobre RL	
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	489.794	2,2	376.145
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	4.697	0,0	2.577
	Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	62	0,0	24
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	508	0,0	298
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	6.420	0,0	5.755
	Total	501.481	2,3	384.798

NE - Nota Explicativa

	2022	2021
(1) Quantidade de sanções ambientais judiciais no exercício	31	32
Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	11	3
Metas ambientais	2022	Metas 2023
- Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais para a Copel Distribuição	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51% a 75% (x) cumpre de 76% a 100%	() não possuirá metas () cumprirá de 0 a 50% () cumprirá de 51% a 75% (x) cumprirá de 76% a 100%
- encaminhar 70% dos resíduos industriais da Copel Geração e Transmissão para reuso ou reciclagem	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51% a 75% (x) cumpre de 76% a 100%	() não possuirá metas () cumprirá de 0 a 50% () cumprirá de 51% a 75% (x) cumprirá de 76% a 100%
	2022	2021
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)		
Empregados no final do período	6.029	6.538
Admissões e readmissões	3	4
Escolaridade dos empregados(as):	Homens Mulheres Total	Homens Mulheres Total
Extensão universitária	1.180 507 1.687	1.193 517 1.710
Ensino superior	1.618 540 2.158	1.747 637 2.384
Ensino técnico	926 67 993	1.040 82 1.122
Ensino médio	961 197 1.158	1.064 227 1.291
Ensino fundamental	12 0 12	27 4 31
Faixa etária dos empregados(as):		
De 18 até 30 anos (exclusive)	44	107
De 30 até 45 anos (exclusive)	3.282	3.596
De 45 até 60 anos (exclusive)	2.494	2.607
60 anos ou mais	212	228
Mulheres que trabalham na empresa	1.318	1.467
% Mulheres em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de mulheres	7,0	7,6
em relação ao nº total de gerentes	23,1	22,9
Negros(as) que trabalham na empresa	777	840
% Negros(as) em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de negros(as)	4,5	4,6
em relação ao nº total de gerentes	8,8	8,0
Portadores(as) de necessidades especiais	125	140
Dependentes	21.592	22.745
Terceirizados	8.627	8.420
(2) Aprendiz (es)	121	106
(2) Estagiários(as)	310	224
Empregados com mais de 10 anos de serviço	5.352	5.383
Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores	13	19
Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos	5.898	6.490

	2022	2021
Processos trabalhistas		
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	4,822	4,689
Nº de processos incluídos no exercício	1,265	829
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	1,237	899
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		
(3) Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)	123	119
Número total de reclamações e críticas de consumidores:		
na empresa	32,020	28,378
(4) de segundo nível	5,345	3,411
na Justiça	7,404	6,812
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		
na empresa	100.0%	100.0%
(4) de segundo nível	100.0%	100.0%
na Justiça	55.2%	4.7%
	2022	Metas 2023
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	direção e gerências	direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	todos + Cipa	todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	incentiva e segue a OIT	incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	todos	todos
A participação dos lucros ou resultados contempla:	todos	todos
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	são exigidos	serão exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	organiza e incentiva	organizará e incentivará
7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA		
	2022	2021
Valor adicionado total a distribuir	15,221,897	21,227,434
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	19.1%	6.0%
Pessoal	8.5%	8.4%
Governo	64.8%	58.1%
Acionistas	6.4%	13.1%
Retido	1.2%	5.1%
(5) Operações descontinuadas	0.0%	9.3%
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
<ul style="list-style-type: none"> A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações. As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social. Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais e controladas da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma. 		
(1) Estas informações referem-se a sanções administrativas que entraram no exercício, podendo estar em processo de defesa ou processos judiciais ambientais, considerados desfavoráveis no exercício.		
(2) Não compõem o quadro de empregados.		
(3) Calculado através da metodologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.		
(4) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.		
(5) Decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A.		

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

A economia brasileira iniciou o ano de 2022 com forte pressão inflacionária que se acirrou ainda no primeiro trimestre com o início da guerra na Ucrânia. Em abril, o Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA registrou alta de 12,13% em um período de 12 meses, maior taxa desde 2003.

Para combater a inflação, o Comitê de Política Monetária elevou a taxa básica de juros que passou de 9,25% no início do ano para 13,75% em dezembro de 2022. Os preços dos alimentos e *commodities* dispararam e a normalização só ocorreu nos últimos meses do ano, com o indicador oficial de inflação encerrando o ano no patamar de 5,79%.

A produção física industrial, que amargou quedas consecutivas em 2019 e 2020, e recuperou parcialmente os volumes de produção em 2021, voltou a registrar retração ao final de 2022, com variação de -0,7%. Apesar deste comportamento, o emprego formal brasileiro registrou saldo positivo no ano e o produto interno bruto cresceu 2,9%, ante uma previsão na margem de 0,5% no início do ano.

Assim como ocorreu em âmbito nacional, o ano de 2022 foi de grandes desafios para economia paranaense. O déficit hídrico experimentado em todo País desde o final de 2021 contribuiu para declínio na colheita de grãos de verão, principalmente na oferta de soja, principal item da pauta da atividade primária estadual. Já no âmbito secundário, a produção física da indústria paranaense apresentou variação de -4,2% no ano de 2022, de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Por outro lado, foram observadas expansões no setor de serviços na ordem de 4,4% e as vendas paranaenses ao exterior também progrediram significativamente, com crescimento de 16% das receitas em dólares, segundo dados da Secretaria de Comércio Exterior - SECEX do Ministério da Economia. Além disso, dados do Ministério do Trabalho apontam que o Paraná fechou o ano de 2022 com a abertura de mais de 118 mil novos postos de trabalho formais e liderou a geração de empregos na região Sul do Brasil, atingindo o quinto melhor resultado do País.

Diante deste contexto, as perspectivas mais favoráveis ficarão para o próximo ano, tendo em vista a expectativa de um volume de produção agrícola muito maior na temporada 2022/2023 segundo aponta a Companhia Nacional de Abastecimento - Conab, a superação definitiva da pandemia e a recuperação mais consistente do consumo familiar, com o crescimento da massa de rendimentos do trabalho e a estabilização da inflação em patamares aceitáveis.

3.2. Ambiente regulatório

O ano de 2022 foi marcado pelo debate quanto aos aprimoramentos no setor de energia elétrica, pela recuperação da afluência hídrica após o Brasil passar por um dos piores cenários de escassez dos últimos 91 anos e pelo enfrentamento da ausência de margem de escoamento de geração no Sistema Interligado Nacional - SIN, diante do expressivo número de pedidos de emissão de outorga de autorização de

empreendimentos eólicos e solares.

Quanto às ações do Ministério de Minas e Energia - MME, no âmbito do Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, destaca-se a publicação da Portaria Normativa nº 050/2022, que estabeleceu que, a partir de 1º.01.2024, os consumidores classificados como Grupo A poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN, dando um passo importante para a abertura do mercado livre. Além disso, os consumidores desse grupo que possuem carga individual inferior a 500 kW deverão ser representados por um agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Não obstante à abertura do mercado de energia elétrica para o consumidor do Grupo A, o MME disponibilizou à sociedade, por meio da Consulta Pública nº 137/2022, minuta de Portaria a respeito da promoção da abertura do mercado livre de energia elétrica para os consumidores conectados em baixa tensão.

Outros temas também foram disponibilizados para debate com os agentes do setor. A Consulta Pública nº 145 abordou a prestação de serviços ancilares no SIN, no sentido de levantar as diretrizes para a criação de um mercado para esse tipo de serviço, enquanto a Consulta Pública nº 146 disponibilizou três relatórios a respeito da separação do lastro e da energia, apresentando propostas metodológicas em relação à quantificação dos requisitos e da oferta relativas ao lastro de produção e de capacidade.

Quanto a expansão da oferta de energia elétrica no Brasil, houve um crescimento expressivo dos pedidos de outorga de autorização, motivado pelo fim do prazo para que os empreendimentos de fonte incentivada sejam autorizados com o direito ao desconto das tarifas de uso dos sistemas de transmissão - TUST e distribuição - TUSD, conforme estabelecido pela Lei nº 14.120/2021. Dessa forma, deparou-se com a insuficiência da capacidade do sistema de transmissão escoar a energia elétrica gerada por estes empreendimentos, diante do incremento de solicitações de acesso ao SIN para os próximos anos.

Consequentemente, em relação ao procedimento competitivo para a contratação de margem de escoamento para a geração, regulamentado por meio do Decreto nº 10.893/2021, o MME disponibilizou as minutas de Portaria referentes às diretrizes e sistemática do procedimento, que permitirá a participação dos empreendimentos de geração, de fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, que solicitaram a outorga de autorização sem a apresentação da informação de acesso, e para demais empreendimentos que não possuem contrato para o uso do sistema de transmissão e distribuição.

A referida Lei, também estabeleceu prazo para o Governo Federal definir diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade. O MME, por sua vez, disponibilizou o Relatório "Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais do Setor Elétrico", de modo a sugerir propostas e parâmetros para integrar os benefícios ambientais do setor.

Diante do processo de desestatização da Eletrobrás, autorizada por meio da Lei nº 14.182/2021, o Governo Federal publicou o Decreto nº 11.027/2022, de modo a regulamentar a comercialização de energia elétrica

gerada pela Itaipu Binacional, determinando à Aneel a competência de homologar a potência contratada e os montantes de energia elétrica referentes a cada distribuidora, e de estabelecer a tarifa de repasse a ser praticada na comercialização de energia elétrica proveniente de Itaipu, sendo permitido o diferimento do pagamento pelas distribuidoras.

Quanto à fluência hídrica no setor elétrico, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE aprovou, por meio da Resolução nº 08/2022, o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas, ao longo de até 10 anos, em consonância ao artigo 30 da Lei nº 14.182/2021, propondo ações de curto, médio e longo prazo, com o objetivo de aprimorar de forma integrada a política, planejamento, governança e regulação do setor elétrico e dos demais setores usuários de recursos hídricos, de maneira a otimizar o uso múltiplo da água.

Em relação ao atendimento ao Decreto nº 10.139/2019, que dispõe sobre a revisão e consolidação de atos normativos inferiores ao decreto, a Aneel reduziu o estoque regulatório com a revogação de 351 atos normativos em 2022, resultando atualmente em 194 atos normativos.

Dentre outros temas debatidos no setor, destaca-se a alteração da metodologia de cálculo da TUST e TUSD. A Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.024/2022 e a Resolução Normativa nº 1.041/2022, alterando a metodologia de cálculo das TUST e TUSD para centrais geradoras conectadas em 88 kV e 138 kV, no que diz respeito à intensificação do sinal locacional, passando a valer para as tarifas calculadas para o ciclo 2022/2023.

Além disso, a Aneel estabeleceu por meio da Resolução Normativa nº 1.040/2022 o programa estrutural de Resposta da Demanda, que permite a possibilidade de redução ou deslocamento voluntários da demanda de energia elétrica por grandes consumidores, sendo uma alternativa a ser empregada pelo ONS no planejamento da operação do SIN.

Em relação à tramitação de propostas legislativas no Congresso Nacional, as sugestões para o aprimoramento do arcabouço regulatório e legal do setor elétrico, quais sejam, os Projetos de Lei – PL nº 414/2021 e nº 1.917/2015 não avançaram em 2022.

Quanto ao PL nº 414/2021, em junho de 2022, a proposta recebeu 103 emendas que estão em análise pelo relator do projeto, enquanto a aprovação do PL nº 1.917/2015 depende de apreciação de recurso interposto na Comissão Especial do PL.

Outro tema aprovado pelo Congresso foi a limitação da cobrança de ICMS de combustíveis, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo, por meio do Projeto de Lei Complementar nº 18/2022, convertida na Lei Complementar nº 194/2022, sendo considerados bens e serviços essenciais e indispensáveis

Além disso, foram tramitados na Câmara o Projeto de Decreto Legislativo nº 365/2022, que propõe sustar as Resoluções Normativas nº 1.024 e nº 1.041, e o PL nº 2.703/2022, que propõem a alteração da Lei nº 14.300/2022, de modo a acrescentar doze meses ao prazo para que não sejam aplicadas as novas regras tarifárias às unidades de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica, sendo aprovados em

Plenário e remetidos para análise do Senado Federal.

Quanto ao setor de gás natural, o CNPE, por meio da Resolução nº 03/2022, estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, após promulgação da Lei nº 14.134/2021, com objetivo de aprimorar as políticas energéticas com foco na promoção da livre concorrência, além de definir os fundamentos para o período de transição.

Geração

Em 2022, o MME procedeu com a segunda revisão ordinária de garantia física das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional, nos termos do Decreto nº 2.655/1998. O referido processo abrangeu 120 das 150 usinas hidrelétricas da configuração de referência e culminou na publicação da Portaria nº 709/2022, que reduziu cerca de 3,5% do montante de garantia física local em relação ao primeiro processo de revisão. O impacto para a Copel foi similar ao impacto observado no processo como um todo. A redução foi cerca de 3,51% (86,33 MWm) no montante de garantia física dos empreendimentos os quais a Copel tem participação.

Quanto à regulamentação da outorga de empreendimentos de geração, foi publicado o Decreto nº 10.946/2022, que dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*. O MME, por sua vez, publicou a Portaria Normativa nº 052/2022, estabelecendo os procedimentos complementares referentes à cessão de uso onerosa para exploração de empreendimento de geração *offshore* como também criou, em conjunto com o Ministério de Meio Ambiente, por meio da Portaria Interministerial nº 03/2022, o Portal Único de Gestão do Uso de Áreas *Offshore* para Geração de Energia.

Adicionalmente, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.038/2022, com o objetivo de estabelecer as diretrizes e procedimentos para a emissão de outorga de empreendimentos que não apresentaram a informação de acesso, em consonância com o art. 1º do Decreto nº 10.893/2021, solicitados até 02.03.2022. A resolução definiu o prazo de implantação dos empreendimentos em 54 meses, estendendo o período para os empreendimentos em fase de implantação, cujo prazo de conclusão previsto na autorização seja inferior a 54 meses.

Em 23.12.2022, foi publicado o Decreto nº 11.307/2022, alterando o Decreto nº 9.271/2018, que dispõe sobre a outorga de contrato de concessão associada à perda do controle público de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica. O referido Decreto permite obter a outorga de novo contrato de concessão de geração mediante alienação de participação societária da pessoa jurídica titular, inclusive de controle acionário, abertura ou aumento de capital, com renúncia ou cessão, total ou parcial, de direitos de subscrição, desde que a operação seja realizada por meio de pregão em bolsa de valores ou oferta pública de distribuição de valores mobiliários nos mercados primário ou secundário.

Em 2022, o MME promoveu cinco leilões de energia: dois Leilões de Energia Nova (“A-4” e “A-5”); dois Leilões

de Energia Existente (“A-1” e “A-2”); e um Leilão de Reserva de Capacidade na forma de energia elétrica, para fins de contratação de energia de reserva proveniente de novos empreendimentos de geração de fonte termelétrica a gás natural, nos termos da Lei nº 14.182/2021.

Transmissão

Em 14.07.2022, a Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 3.067, de 12.07.2022, estabeleceu o reajuste das Receitas Anuais Permitidas - RAP para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2022-2023, com vigência a partir de 1º.07.2022 até 30.06.2023. De acordo com esta resolução, a RAP dos ativos de transmissão da Copel GeT para o ciclo 2022/2023 passou a ser de R\$ 849,2 milhões, dos quais R\$ 824,2 milhões correspondem à RAP dos ativos em operação. Considerando a RAP homologada para as Sociedades de Propósito Específico em que a Copel GeT tem participação acionária, o valor total consolidado dos ativos passou a ser de R\$ 1.415,2 milhões, dos quais R\$ 1.387,9 milhões correspondem aos ativos em operação.

Em 29.12.2022 foi publicado o Decreto nº 11.314, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência. De acordo com o referido Decreto, a prorrogação das concessões de transmissão poderá ser realizada somente quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público. Além disso, a prorrogação será realizada sem a indenização antecipada dos bens vinculados à prestação do serviço, condicionada à aceitação por parte da concessionária em relação à receita e demais condições do termo aditivo a ser elaborado pela Aneel.

Conforme estabelecido na Portaria nº 33, de 17.12.2021, foram realizados dois Leilões de Transmissão em 2022. O Leilão de Transmissão Aneel nº 001/2022 ocorreu em 30.06.2022 e obteve todos os 13 lotes arrematados por outras empresas do setor, com um deságio próximo a 60% em um dos lotes, deságio médio de 46,15% e expectativa de investimentos de R\$ 15,3 bilhões em transmissão. O Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2022 ocorreu em 16.12.2022, com oferta de 6 lotes. Todos foram arrematados por outras empresas do setor e na maioria dos lotes o deságio foi próximo a 50%. O deságio médio foi de 38,19% e a expectativa de investimentos é de R\$ 3,5 bilhões em transmissão.

Comercialização

De acordo com o cronograma estabelecido pela Portaria nº 514/2018, o ano de 2023 iniciou com a redução do limite de carga dos consumidores para contratação de energia elétrica proveniente de qualquer fornecedor de 1,0 MW para 500 kW, com o objetivo de promover a expansão do Mercado Livre de Energia.

Em 2022, a Aneel procedeu com a consolidação dos atos normativos pertinentes ao tema “Autorização para Comercializadores de Energia”, promovendo por meio da Resolução Normativa nº 1.011/2022 as regras para obtenção de autorização para comercializar energia elétrica no SIN e atuar como comercializador varejista, atuando como representante de pessoas físicas ou jurídicas elegíveis no âmbito da CCEE. Ulteriormente, procedeu-se, por meio da Resolução Normativa nº 1.014/2022, com o aprimoramento nos critérios para obter autorização para comercializar energia elétrica, classificando os agentes comercializadores em dois tipos,

com o objetivo de aprimorar a segurança do mercado, sem impor barreiras de entrada que possam prejudicar a competitividade do setor.

Além disso, a Aneel realizou diversas alterações nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, através basicamente de mudanças nos seus módulos, com a CCEE, quando cabível, devendo realizar o processamento das recontabilizações em conformidade com o disposto nas regras aprovadas. As alterações foram realizadas através das Resoluções Normativas nº 1.007/2022 e nº 1.051/2022 e dos Despachos nº 1.151/2022 e nº 21/2023.

Distribuição

Em 2022, o setor de distribuição de energia elétrica foi marcado pela recuperação da afluência hídrica, após o Brasil passar por um dos piores cenários de escassez em nove décadas, e pelo debate quanto aos aprimoramentos necessários no setor de energia elétrica.

Em 13.01.2022, através do Decreto nº 10.939, foram regulamentadas as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros decorrentes da situação de escassez hídrica, que afetou o país ao longo de 2021. Foi autorizada a contratação de empréstimo para a criação e a gestão da Conta de Escassez Hídrica pela CCEE, destinada a cobrir, total ou parcialmente, os custos do saldo da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias para a competência de abril de 2022 e a importação de energia referente às competências de julho e agosto de 2021.

No caso da Copel DIS, foi recebido o valor de R\$ 145,8 milhões, integralmente revertidos como componente financeiro negativo, reduzindo a tarifa do consumidor, no processo tarifário de 24.06.2022. O valor será repassado aos consumidores através de quotas mensais homologadas pela Aneel e recolhidas para a CDE Conta escassez hídrica a partir do próximo processo de reajuste tarifário, a ser realizado em junho de 2023, se estendendo por um período de 4 anos.

No entanto, ao longo do ano de 2022, em função do aumento no volume de chuvas, se verificou a recuperação da afluência hídrica, com a elevação do nível dos reservatórios, impactando na redução da compra de energia de usinas térmicas, cujo custo de geração é superior em relação a outras fontes. A conjuntura foi favorável para redução do valor cobrado do consumidor quanto às bandeiras tarifárias que, de janeiro a abril de 2022, estavam no patamar “Escassez Hídrica”, passando à bandeira verde de maio a dezembro de 2022.

A Lei nº 14.385/2022, que disciplina a exclusão do ICMS da base de cálculo do Pis e da Cofins, do passivo referente ao recolhimento dos valores desses tributos recolhidos a maior pelas distribuidoras, determinou que sejam devolvidos integralmente aos consumidores, por meio dos processos tarifários, de acordo com critérios equitativos. No reajuste tarifário da Copel Distribuição, em 24/06/2022, foi considerado, a título de crédito de PIS e COFINS, o montante de R\$ 1,593 bilhão como componente financeiro que reduziu a tarifa para o período de julho/2022 a junho/2023.

Ainda, com efeitos sobre a tarifa, houve redução no Paraná de 29% (31.12.2021) para 18% (31.12.2022), a partir do mês de junho de 2022 referente à aprovação da limitação da cobrança de ICMS de combustíveis,

energia elétrica, comunicações e transporte coletivo, pela Lei Complementar nº 194/2022.

Outro ponto de impacto no setor foi o processo de desestatização da Eletrobrás, cujos valores aportados à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foram revertidos à modicidade tarifária dos consumidores atendidos no ambiente de contratação regulada. No caso da Copel DIS, o valor revertido no processo tarifário de junho de 2022 foi de R\$ 335,5 milhões.

Com relação à geração distribuída, merece destaque a publicação da Lei nº 14.300/2022, de 06.01.2022, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE e o Programa de Energia Renovável Social - PERS.

A lei permitiu às unidades consumidoras já existentes e às que protocolarem solicitação de acesso em até 12 meses da sua publicação, a continuidade, até 31.12.2045, dos benefícios hoje concedidos por meio do SCEE. Para as unidades consumidoras que solicitarem o acesso após esse prazo, a Lei estabeleceu um período de transição para a cobrança gradativa sobre a energia compensada das componentes tarifárias não associadas ao custo da energia.

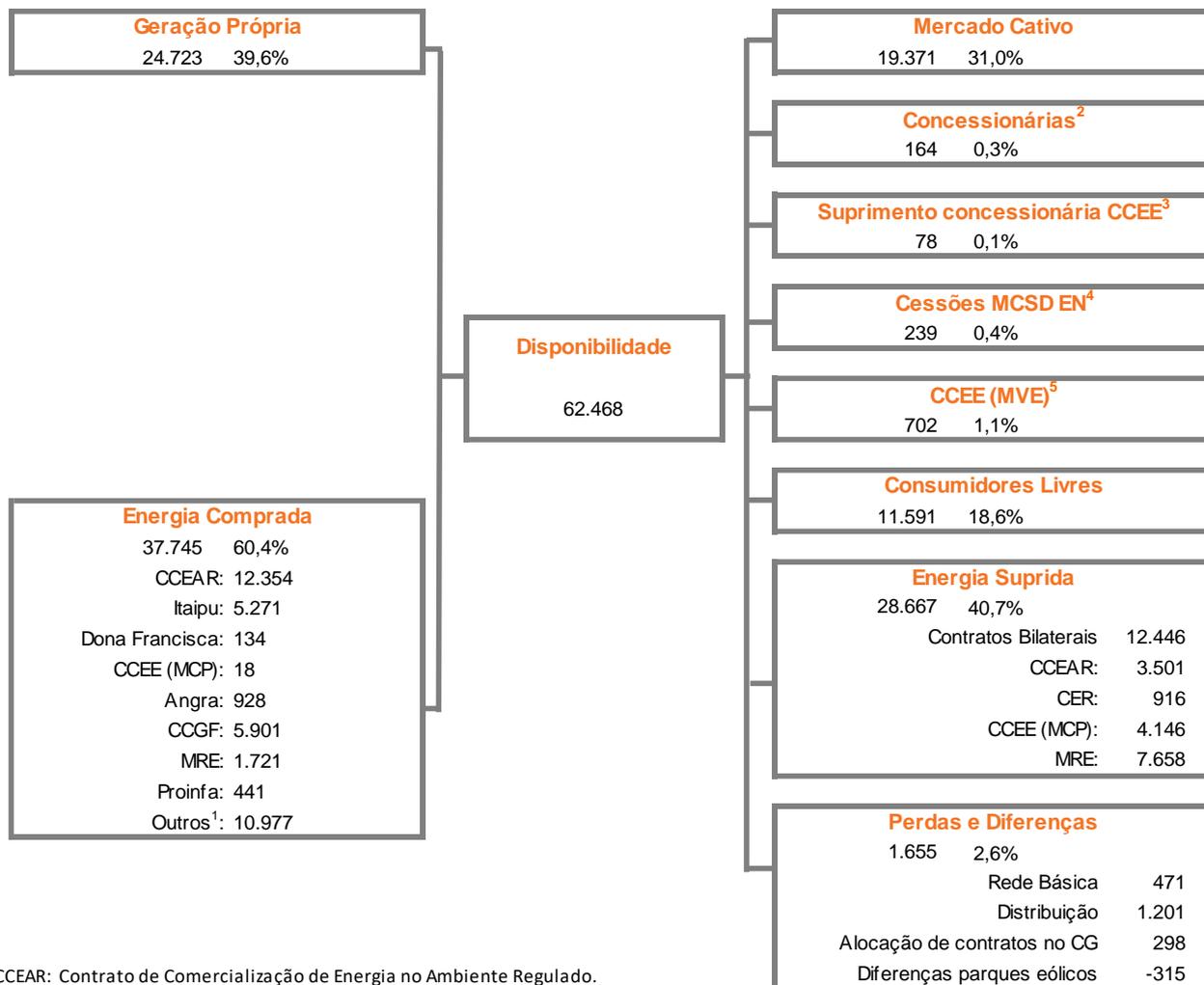
Este e outros temas relacionados à adequação dos regulamentos aplicáveis à micro e minigeração distribuída estão sendo discutidos pela Aneel no âmbito das Consultas Públicas nº 50 e 51/2022, as quais ainda não foram concluídas.

Gás

A Companhia Paranaense de Gás - Compagas é a concessionária responsável pela distribuição de gás natural canalizado no Estado do Paraná, cuja concessão foi outorgada em 06.07.1994 por 30 anos.

Em 26.12.2022, a Compagás celebrou o contrato de concessão relativo à prorrogação da concessão pelo prazo de trinta anos, contados da data de vencimento do prazo original da concessão, passando a ter como termo final de vigência a data de 06.07.2054, mediante pagamento de outorga no montante de R\$ 508 milhões, a ser revertido em favor de investimentos pela Estado do Paraná.

• **Fluxo de Energia (em % e GW/hora)**



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

CCEE (MCP): Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Mercado de Curto Prazo).

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CG: Centro de Gravidade do Submercado (diferença entre a energia faturada e a recebida no CG).

¹Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização e Copel Distribuição.

²Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

³Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

⁴Cessão MCSD EN - Cessão contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

⁵CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes

⁶Considera os efeitos da Mini e Microgeração Distribuída (MMGD)

⁷Energia compensada com Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD)

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

Em 31.12.2022, a Copel operava 54 usinas próprias e participava em 11 usinas, sendo 24 hidrelétricas, 38 eólicas, duas termelétricas e uma solar, com capacidade instalada total proporcional de 6.706,4 MW e garantia física de 3.164,7 MW médios, conforme quadro a seguir:

Usinas em Operação em 31.12.2022 - Características Físicas

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,6	100%	1.240,0	605,6	18.02.1999	20.03.2033
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	578,5	100%	1.260,0	578,5	29.09.1992	25.09.2032
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,0	604,3	100%	1.676,0	604,3	01.10.1980	21.12.2024
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	03.01.2053
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	361,0	197,7	51%	184,1	100,8	23.11.2012	27.05.2047
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	01.01.1957	21.07.2028
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	01.01.1930	02.08.2028
PCH Cavernoso II	19,0	10,5	100%	19,0	10,5	15.05.2013	06.12.2050
UHE Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	27.01.2027
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	21.06.2032
CGH Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	-
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	24.07.2026
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	-
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	07.12.1965	23.06.2033
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	-
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	01.01.1959	-
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	01.01.1911	-
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,4	30%	105,1	51,7	08.02.2019	03.12.2049
UHE Colíder	300,0	178,1	100%	300,0	178,1	09.03.2019	30.01.2046
PCH Bela Vista	29,8	18,6	100%	29,8	18,6	12.06.2021	02.01.2041
UHE Santa Clara e Fundão	240,3	133,0	70%	168,2	93,1	31.07.2005	11.06.2040
UHE Dona Francisca	125,0	75,9	23%	28,8	17,5	05.02.2001	21.09.2037
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	15.08.2032
PCH Santa Clara I e Fundão I	6,1	4,9	70%	4,3	3,4	13.08.2005	19.12.2032
Total das Hidrelétricas	5.980,2	2.756,9		5.369,4	2.426,4		
Termelétricas							
UTE Figueira ⁽¹⁾	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	27.03.2019
UTE Araucária ^{(2) (3)}	484,5	365,2	81,2%	393,1	296,5	27.09.2002	23.12.2029
Total das Termelétricas	504,5	375,5		413,1	306,8		
Solar							
Solar Paraná	2,3	-	49%	1,1	-	15.09.2021	15.09.2046 ⁽⁴⁾
Total das Solares	2,3	-		1,1	-		

continua

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30,0	12,8	100%	30,0	12,8	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30,0	11,3	100%	30,0	11,3	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27,0	12,4	100%	27,0	12,4	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27,0	12,1	100%	27,0	12,1	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27,0	11,9	100%	27,0	11,9	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27,0	12,3	100%	27,0	12,3	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20,0	8,8	100%	20,0	8,8	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14,0	5,2	100%	14,0	5,2	25.02.2015	28.04.2046
Cutia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	05.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	11.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	05.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	05.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	05.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	11.05.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	09.04.2019	04.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Palmas	2,5	0,4	100%	2,5	0,4	12.11.1999	29.09.2029
Vila Ceará I (Paraíba IV)	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	19.12.2020	14.01.2054
Vila Maranhão I	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	11.02.2021	11.01.2054
Vila Maranhão II	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	31.03.2021	14.01.2054
Vila Maranhão III	32,0	16,6	100%	32,0	16,6	29.09.2020	14.01.2054
Vila Mato Grosso I	58,9	28,6	100%	58,9	28,6	11.06.2021	06.12.2054
Jandaíra Energias Renováveis I	10,4	5,6	100%	10,4	5,6	11.04.2022	02.04.2055
Jandaíra Energias Renováveis II	24,3	12,3	100%	24,3	12,3	18.10.2022	02.04.2055
Jandaíra Energias Renováveis III	27,7	14,8	100%	27,7	14,8	10.11.2022	02.04.2055
Jandaíra Energias Renováveis IV	27,7	14,2	100%	27,7	14,2	15.10.2022	02.04.2055
Santo Cristo	27,0	15,3	49%	13,2	7,5	30.06.2015	18.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015	16.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,2	7,0	30.06.2015	26.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015	09.04.2047
Total das Eólicas	978,0	460,6		922,8	431,5		
TOTAL DAS FONTES	7.465,0	3.593,0		6.706,4	3.164,7		

(1) Em processo de renovação da concessão.

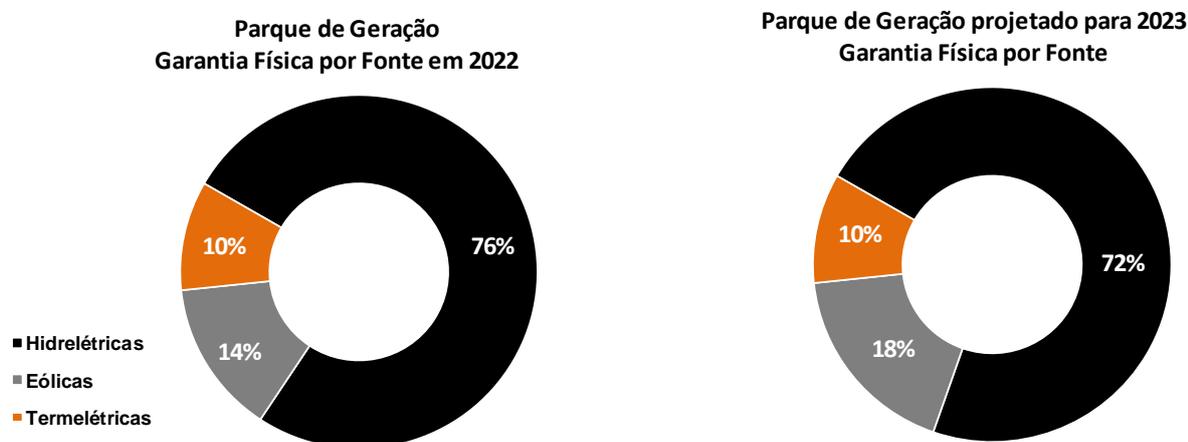
(2) A Companhia possui participação de 20,3% pela Holding e 60,9% pela Copel GeT.

(3) Garantia Física nos termos da Portaria SPE/MME 05/2021. Os dados mais recentes do SIGA/ANEEL indicam a Garantia Física de 267 MW enquanto não há Garantia Física.

(4) Considerada vida útil de 25 anos a partir de 2022.

Para cumprir com importantes diretrizes estratégicas e de sustentabilidade estabelecidas para o negócio de geração, a Companhia tem como principal objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis

de energia na matriz energética, de forma rentável e sustentável. Segue gráfico com a composição do parque gerador em 2022 e o projetado para 2023, incluindo a revisão da garantia física, de acordo com a Portaria Aneel nº 709/2022:



No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Modernização da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (GBM):** A segunda fase da modernização iniciada em 2015 foi concluída em agosto de 2021, com a entrega à operação comercial da última unidade geradora. Foram modernizadas as quatro turbinas de 436 MW e substituídos os reguladores de velocidade e de tensão. Com os incrementos, obteve-se uma turbina com rendimento superior, aumentando a garantia física e reduzindo o custo de manutenção. Os cronogramas de obras e financeiro foram atendidos conforme previstos em prazo, orçamento e qualidade. Essa etapa da modernização absorveu em torno de R\$ 150 milhões em investimento.
- **Usina Hidrelétrica Governador José Richa (GJR)** - Concluído o processo de modernização dos reguladores eletrônicos de velocidade e tensão das quatro unidades geradoras. Projeto iniciado em 2020, visando o aumento da confiabilidade operacional da usina, maximizando aspectos técnicos de regulação, disponibilidade e segurança do SIN.
- **Usina Hidrelétrica (UHE) Governador Ney Aminthas de Barros Braga (GNB)** - Concluído o processo de recuperação da pintura externa dos quatro condutos forçados. Projeto iniciado em 2021, com o objetivo de manter a integridade estrutural e prolongar a vida útil dos referidos equipamentos.
- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. Após dificuldades para execução das atividades por duas contratadas, que culminaram em rescisão contratual, em janeiro de 2021 a Copel contratou uma nova empresa para conclusão dos serviços de modernização. Os serviços e obras necessárias para a modernização da UTE Figueira foram desenvolvidos ao longo de 2021 e 2022 e, por meio do Despacho nº 3.502, de 06.12.2022, a Aneel liberou a unidade geradora da UTE Figueira para operação comercial a partir de 07.12.2022, ficando restabelecida

a operação comercial da usina.

- **PCH Bela Vista:** A pequena central hidrelétrica, localizada no rio Chopim entre os municípios de Verê e São João, no Paraná terá capacidade para produzir 29,81 MW. A PCH tem orçamento de R\$ 224,0 milhões e beneficiará cerca de 100 mil consumidores. A obra iniciou-se em agosto de 2019 e teve entrada em operação comercial da primeira, segunda e terceira unidades geradoras em 12.06.2021, 10.07.2021 e 15.08.2021, respectivamente. A entrada em operação da central geradora (*Stream Diver*), que aproveita a vazão sanitária, com potência de 0,488 MW médios, está prevista para o primeiro semestre de 2023.
- **Complexo Eólico Jandaíra:** Em 18.10.2019 a Copel GeT, em consórcio com a subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do leilão de geração de energia nova A-6 e vendeu 14,4 MW médios, em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh, do Complexo Eólico Jandaíra. O montante de energia vendida representa 30% da garantia física, sendo que o restante da energia foi comercializado através de contratos no ambiente livre. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA. Com um investimento estimado em R\$ 412,0 milhões, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, está sendo construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte. Ao todo, foram instalados 26 aerogeradores divididos em quatro parques eólicos e foi construído também, junto aos parques, uma subestação e uma linha de transmissão de 16 km para escoar a energia elétrica a ser gerada para o SIN. De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início na primeira semana de janeiro de 2021. Atualmente o complexo conta com 26 unidades geradoras (100% do parque gerador) em operação comercial.
- **Solar Paraná:** Complexo com 6 usinas fotovoltaicas na zona rural do Município de Bandeirantes, no Paraná, com potência somada de até 4,25 MW de potência instalada e enquadradas como Geração Distribuída, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel e suas revisões. Três usinas com potência de 3 MW atendem uma rede de farmácias do Estado do Paraná em autoconsumo remoto e entraram em operação em 15.09.2021. As outras 3 usinas serão implantadas em 2023, caso obtenham o Parecer de Acesso pela Distribuidora e atenderão clientes em autoconsumo remoto ou geração compartilhada.
- **Complexos eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura:** Em 30.01.2023, a Companhia concluiu a aquisição de nove parques eólicos em operação, localizados nos Municípios de Touros e São Tomé, no Rio Grande do Norte, totalizando 260,4 MW de capacidade instalada, por R\$ 1.005,2, milhões.
- **UEG Araucária:** Iniciado o processo de desinvestimento de participação societária de 81,2% da Companhia na UEGA, com intenção de venda conjunta com a sócia Petróleos Brasileiros S.A. (Petrobras), através de procedimento competitivo, em sintonia com o Planejamento Estratégico Empresarial da Copel – Visão 2030 e com o processo de descarbonização da matriz de geração. O processo está na fase de proposta não vinculante, onde os potenciais compradores habilitados receberão um memorando descritivo contendo informações mais detalhadas sobre a companhia em questão, além de instruções sobre o

processo de desinvestimento, incluindo as orientações para elaboração e envio das propostas.

- **Renovação das Concessões das usinas GBM, GNB e GJR:** Em 24.11.2022 foi sancionada a Lei Estadual nº 21.272, que autoriza o Estado do Paraná a realizar oferta pública de distribuição secundária de ações e/ou units, transformando a Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (Corporação). Em decorrência dessa autorização legal, o CAD da Copel aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das concessões das usinas hidrelétricas GBM, GNB e GJR e avaliar alternativas de captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. A transformação da Copel em “Corporação” possibilitará, nos termos da Lei nº 9.074/1995, a manutenção de 100% de participação da Companhia nas respectivas usinas.

3.3.2. Transmissão

O segmento tem como principal atribuição prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia.

A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 9.685 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 20.462 MVA (megavolt amperes).

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação em 31.12.2022

Linhas e Subestações de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga	
Linhas e Subestações próprias			3.395	14.390			
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas ⁽¹⁾	Ambos	Diversas	2.129	12.440	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva	CS	230 kV	138	-	01.11.2003	17.08.2031
Contrato nº 006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	CS	230 kV	32	-	14.09.2009	17.03.2038
Contrato nº 027/2009	LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	525 kV	117	-	06.12.2012	19.11.2039
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté	CS	500 kV	334	-	27.07.2018	06.10.2040
Contrato nº 015/2010	SE Cerquilha III	-	230/138 kV	-	300	01.06.2014	06.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2	CS	230 kV	92	-	30.06.2015	27.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2	CS	230 kV	10	-		
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II C1 e C2	CD	230 kV	83	-	25.01.2016	25.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II	-	230 kV	-	150		
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	CS	230 kV	31	-	29.07.2016	29.01.2044
	SE Curitiba Norte	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	CS	230 kV	52	-	05.03.2017	05.09.2044
	SE Realeza	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2	CS	500 kV	122	-	05.09.2017	05.09.2044
Contrato nº 006/2016	SE Medianeira Norte	-	230/138 kV	-	300	09.06.2019	07.04.2046
	SE Andirá Leste	-	230/138 kV	-	300	07.09.2019	07.04.2046
	SE Curitiba Centro	-	230/138 kV	-	300	04.09.2019	07.04.2046
	SE Baixo Iguaçu	-	230 kV	-		21.12.2020	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C1	CS	230 kV	8		04.09.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C2	CS	230 kV	8		04.09.2019	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Realeza Sul	CS	230 kV	37		04.08.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Leste - Blumenau	CS	525 kV	145		28.03.2021	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	230 kV	57		21.12.2020	07.04.2046

continua

Linhas e Subestações de Transmissão	Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Sociedades de Propósito Específico				6.290	6.072		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 001/2012	100,0%						
LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste		CS	230kV	29			
LT Cascavel Norte - Umuarama Sul		CS	230 kV	130	-	31.08.2014	12.01.2042
SE Umuarama Sul		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 007/2012	49,0%						
LT Umuarama - Guaíra		CS	230 kV	105	-	12.05.2014	10.05.2042
LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		CS	230 kV	37	-	02.07.2014	
SE Santa Quitéria - SF6		-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	
SE Cascavel Norte		-	230/138 kV	-	300	02.07.2014	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 008/2012	100,0%						
LT Curitiba - Curitiba Leste		CS	525 kV	29	-	28.06.2015	10.05.2042
SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	672		
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 011/2012	49,0%						
LT Açailândia - Miranda II		CS	500 kV	365	-	02.12.2014	10.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.							
Contrato nº 012/2012	49,0%						
LT Paranatinga - Ribeirãozinho		CD	500 kV	710	-	29.07.2016	10.05.2042
LT Paranaíta - Cláudia		CD	500 kV	594	-	09.10.2015	
LT Cláudia - Paranatinga		CD	500 kV	708	-	29.07.2016	
LT Sinop - Intersecção Santa Carmen		CS	500 kV	21		09.10.2015	
SE Paranaíta		-	500 kV	-		09.10.2015	
SE Cláudia		-	500 kV	-		09.10.2015	
SE Paranatinga		-	500 kV	-		29.07.2016	
SE Sinop		-	500 kV	-	800	09.10.2015	
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.							
Contrato nº 001/2014	50,1%						
SE Fernão Dias		-	500/440 kV		3.600	07.02.2020	15.05.2044
LT Bateias - Itatiba		CS	500 kV	414	-	05.03.2020	
LT Araraquara 2 - Itatiba		CS	500 kV	223	-	24.03.2020	
LT Araraquara 2 - Fernão Dias		CS	500 kV	250		03.05.2020	
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 013/2012	49,0%						
LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		CS	500 kV	240	-	30.08.2016	10.05.2042
LT Rio Verde Norte - Marimondo II		CD	500 kV	690	-		
SE Marimondo II		-	500 kV	-			
SE Rio Verde		-	500 kV	-			
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 007/2013	24,5%						
LT Barreiras II - Rio das Éguas		CS	500 kV	244	-	30.01.2017	02.05.2043
LT Rio das Éguas - Luziânia		CS	500 kV	350	-		
LT Luziânia - Pirapora 2		CS	500 kV	373	-		
Cantareira Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 019/2014	49,0%						
LT Estreito - Fernão Dias C1 e C2		CD	500 kV	656	-	05.03.2018	05.09.2044
Urupuru Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 02/2005	100,0%	CS	500 kV	122		09.07.2006	05.03.2035
Total				9.685	20.462		

⁽¹⁾ Concessão prorrogada nos termos da MP nº 579/2012.

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP à Copel GeT de R\$ 1,39 bilhão, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

A Copel GeT tem as obras provenientes das resoluções autorizativas com o objetivo ampliar e melhorar as instalações existentes, tais como:

Resolução Autorizativa n.º 7.515/2018: implantação de reforços nas subestações 230 kV Cascavel, Ponta Grossa Norte, Umbará, Maringá e Uberaba, com investimento de cerca de R\$ 70,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial. Os reforços nas subestações Umbará, Maringá e Uberaba, cuja entrada em operação comercial prevista pela Aneel era no 2º semestre de

2021, foram concretizados entre fevereiro e outubro de 2021. Parte dos reforços na subestação Ponta Grossa Norte, cuja entrada em operação comercial prevista pela Aneel era no 1º semestre de 2022, foi concretizada em novembro de 2021. Os demais reforços foram totalmente concluídos no 1º semestre de 2022.

Resolução Autorizativa n.º 8.543/2020 (alterada pela Resolução Autorizativa n.º 8.951/2020): recapacitação da linha de transmissão 230 kV Pilarzinho - Santa Mônica, recapacitação da linha de transmissão 230 kV Bateias - Pilarzinho e implantação de reforços nas respectivas subestações 230kV Santa Mônica, Bateias e Pilarzinho, com investimento total de cerca de R\$ 32,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,2 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é janeiro de 2023.

A recapacitação da linha de transmissão 23 kV Bateias – Pilarzinho foi concluída em agosto de 2022, com mais de quatro meses de antecipação. A recapacitação da linha de transmissão 230 kV Pilarzinho – Santa Mônica está em execução, com previsão de conclusão no primeiro semestre de 2023.

Resolução Autorizativa n.º 9.219/2020: implantação de reforços na subestação 230 kV Guaíra, com investimento de cerca de R\$ 38,8 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 6,0 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril de 2024.

Resolução Autorizativa n.º 9.564/2020: implantação de reforços na subestação 230 kV Sarandi, com investimento de cerca de R\$ 21,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 3,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é junho de 2023.

Resolução Autorizativa n.º 9.741/2021: recapacitação da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, com investimento de cerca de R\$ 4,3 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 577,7 mil, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é agosto de 2023.

Resolução Autorizativa n.º 10.688/2021: implantação de reforços na subestação 230 kV CIC, com investimento de cerca de R\$ 24,4 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 3,7 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril de 2024.

Resolução Autorizativa n.º 12.638/2022: implantação de reforços na subestação 230 kV Campo do Assobio, com investimento de cerca de R\$ 65 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,7 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025.

Resolução Autorizativa n.º 12.892/2022: recapacitação da linha de transmissão 230 kV Galha Azul - Umbará, com investimento de cerca de R\$ 8,1 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 1,3 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025.

3.3.3. Distribuição

A Copel DIS uma das mais destacadas distribuidoras de energia do setor elétrico do país e da América Latina. Sua área de concessão abrange 194.854 quilômetros pertencentes a 395 municípios. A Companhia opera e mantém as instalações nos níveis de tensão até 138kV, atuando conforme as melhores práticas setoriais e normas aplicáveis, na operação, manutenção, planejamento do sistema elétrico e modernização das

instalações, de modo a assegurar a continuidade e a eficiência do serviço prestado.

- **Linhas e Subestações**

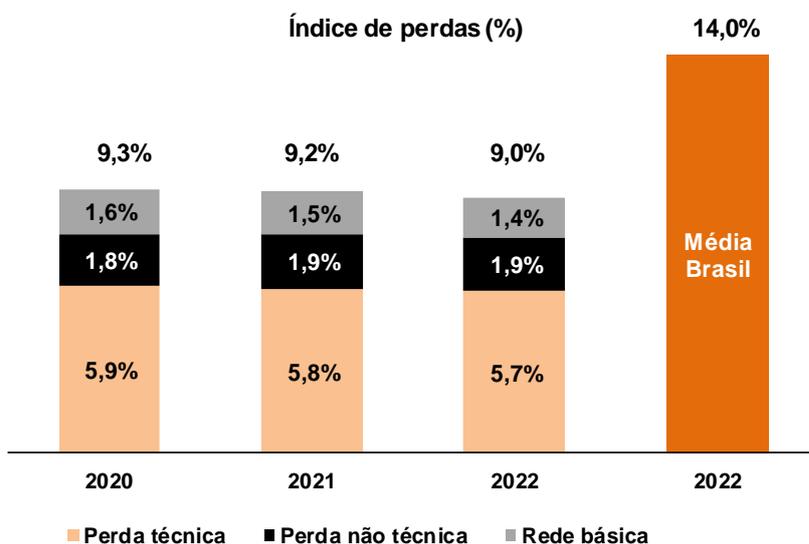
Em 2022, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações adicionaram aproximadamente 188 MVA ao sistema de distribuição e as novas linhas de alta tensão concluídas no período adicionaram 138 km de linhas de transmissão de 138kV.

- **Gestão de perdas de energia**

As perdas no sistema elétrico referem-se à perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, entre outros.

Assim, as perdas na distribuição representam a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores, ou seja, apurada através do sistema de medição e do mercado faturado pela Companhia. Cabe ressaltar que parte das perdas da distribuidora é recuperada via tarifa cobrada do consumidor, sendo revista a cada reajuste/revisão tarifária anual pela Aneel.

Em 2022 as perdas globais representaram 9,0% de toda energia injetada no sistema da distribuidora, sendo 5,7% de perdas técnicas, 1,9% de perdas não técnicas e 1,4% de perdas na rede básica, inferior à média nacional de 14,0% nas perdas globais.



Em função das ações realizadas, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos anos, passando de 11,1% em 2012 para 31,5% em 2022, quando foram feitas 53.718 inspeções e detectados 13.339 procedimentos irregulares. Diante das ações, a Copel DIS possui um dos índices mais baixos de perdas no setor de distribuição no Brasil.

- **Aquisição de energia**

A Copel DIS, em 2022, não declarou necessidade de compra de energia nos leilões realizados no mercado regulado, sendo que, para atendimento do seu mercado em 2022, iniciou-se o suprimento dos contratos negociados em anos anteriores. A aquisição de energia aumentou 0,4% no comparativo anual, passando de 25.338 GWh para 25.441 GWh. A disponibilidade de energia foi alocada principalmente para o mercado cativo, considerando um aumento de 0,3% no consumo de energia entre os períodos.

- **Mercado Fio (TUSD)**

O mercado fio da Copel DIS é composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão.

Mercado Fio (TUSD)						
	Número de consumidores			Energia consumida (GWh)		
	Dez/22	Dez/21	%	Dez/22	Dez/21	%
Mercado Cativo	5.011.555	4.926.608	1,7	19.370	19.312	0,3
Mercado Livre	2.629	2.318	13,4	12.244	11.531	6,2
Suprimento a concessionárias	7	7	-	925	932	(0,8)
Mercado Fio	5.014.191	4.928.933	1,7	32.539	31.775	2,4
Micro e Minigeração distribuída - MMGD				(1.169)	(657)	(77,9)
Mercado total				31.370	31.118	0,8

• Venda de energia

Mercado Total Consolidado	Nº de consumidores / contratos			Energia vendida (GWh)		
	dez/22	dez/21	Δ%	2022	2021	Δ%
Copel DIS	5.011.883	4.927.012	1,7	23.470	22.555	4,1
Mercado Cativo	5.011.555	4.926.608	1,7	19.370	19.312	0,3
Concessionárias e Permissionárias	2	2	-	91	86	5,8
CCEE (Cessões MCSD EN)	304	376	(19,1)	239	986	(75,8)
CCEE (MVE)	22	26	(15,4)	702	477	47,2
CCEE (MCP) ²	-	-	-	3.068	1.694	0,8
Copel GeT + FDA + Bela Vista	284	264	7,6	17.344	17.328	0,1
CCEAR (Copel DIS)	3	3	-	122	122	-
CCEAR (outras concessionárias)	101	101	-	2.215	2.215	-
Consumidores Livres	1	17	(94,1)	-	1.298	-
Contratos Bilaterais (Copel Mercado Livre)	175	132	32,6	13.893	12.978	7,1
Contratos Bilaterais ¹	4	11	(63,6)	259	715	(0,6)
CCEE (MCP) ²	-	-	-	855	-	-
Complexos Eólicos	363	354	2,5	3.150	2.341	34,6
CCEAR (Copel DIS)	6	6	-	32	32	-
CCEAR (outras concessionárias)	328	328	-	1.289	1.289	-
CER	10	10	-	916	915	0,1
Contratos Bilaterais (Copel Mercado Livre)	9	5	80,0	374	42	790,5
Contratos Bilaterais	10	5	100,0	482	36	-
CCEE (MCP) ²	-	-	-	58	27	114,8
Copel Mercado Livre	1.683	1.637	2,8	24.816	23.192	7,0
Consumidores Livres	1.490	1.363	9,3	11.498	8.239	39,6
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	16	39	(59,0)	1.208	3.535	(65,8)
Contratos Bilaterais	177	235	(24,7)	11.949	11.337	5,4
CCEE (MCP) ²	-	-	-	161	81	98,8
Total Copel	5.014.213	4.929.267	1,7	68.781	65.415	5,1
Eliminações (Operações ente Empresas do Grupo)				(15.691)	(16.714)	(6,1)
Total Copel Consolidado	5.014.213	4.929.267	1,7	53.090	48.701	9,0

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia) e a energia da UTE Araucária vendida no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo e CBR.

² Não considera montantes negativos.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva. MCSD EN - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova / MVE - Venda de energia ao mercado livre através do Mecanismo

• Sobrecontratação

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado.

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo que a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado.

A Copel DIS estima finalizar o ano com um nível de contratação de 111,4%. Entretanto, considera que possui montantes de “sobrecontratação involuntária” suficientes para acomodar a contratação estimada para o ano. Desta forma, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

• Bandeiras Tarifárias

As Bandeiras Tarifárias são um indicativo das condições para geração de energia elétrica, do cenário mais favorável ao mais crítico, e que impacta em acréscimo no valor a ser faturado ao consumidor final, conforme o aumento dos custos de aquisição de energia pelas distribuidoras em função das dificuldades hídricas. Os valores das bandeiras tarifárias são publicados pela Aneel, em norma específica.

A tabela a seguir demonstra o histórico de bandeiras tarifárias e valores cobrados:

mês	2022		2021	
	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh) Em R\$	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh) Em R\$
janeiro	preta	14,20	amarela	1,34
fevereiro	preta	14,20	amarela	1,34
março	preta	14,20	amarela	1,34
abril	preta	14,20	amarela	1,34
maio	verde	-	vermelha	4,17
junho	verde	-	vermelha	6,24
julho	verde	-	vermelha	9,49
agosto	verde	-	vermelha	9,49
setembro	verde	-	preta	14,20
outubro	verde	-	preta	14,20
novembro	verde	-	preta	14,20
dezembro	verde	-	preta	14,20

• Tarifa Branca

Desde 1º.01.2018 está em vigor a Tarifa Branca, modalidade tarifária que apresenta variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. A intenção é permitir ao consumidor controlar o consumo de energia nos horários de ponta e estimular a utilização nos períodos de baixa demanda.

Esta modalidade é oferecida para as unidades consumidoras de baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), denominadas de grupo B, e também para aquelas atendidas em alta tensão, pertencentes ao grupo A optantes da tarifa de baixa tensão.

As condições para aplicação da tarifa branca estão estabelecidas na Resolução Normativa Aneel nº 733/2016.

- **Reajuste Tarifário Anual – RTA**

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 3.049, de 21.06.2022, autorizando o reajuste médio de 4,90% percebido pelos consumidores (9,89% na RTP de junho de 2021 pela Resolução Homologatória nº 2.886, de 22.06.2021), e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2022.

Dos componentes que mais impactaram a tarifa neste processo, destacam-se os encargos setoriais e os custos relacionados à distribuição de energia. O impacto dos encargos setoriais foi mitigado pela destinação de R\$ 335,5 milhões da privatização da Eletrobrás para redução do encargo da CDE na cobertura tarifária. Além disso, também merece destaque a devolução dos créditos de PIS e Cofins, atenuando o reajuste em R\$ 1,593 bilhões, em benefício ao consumidor.

- **Qualidade de Fornecimento**

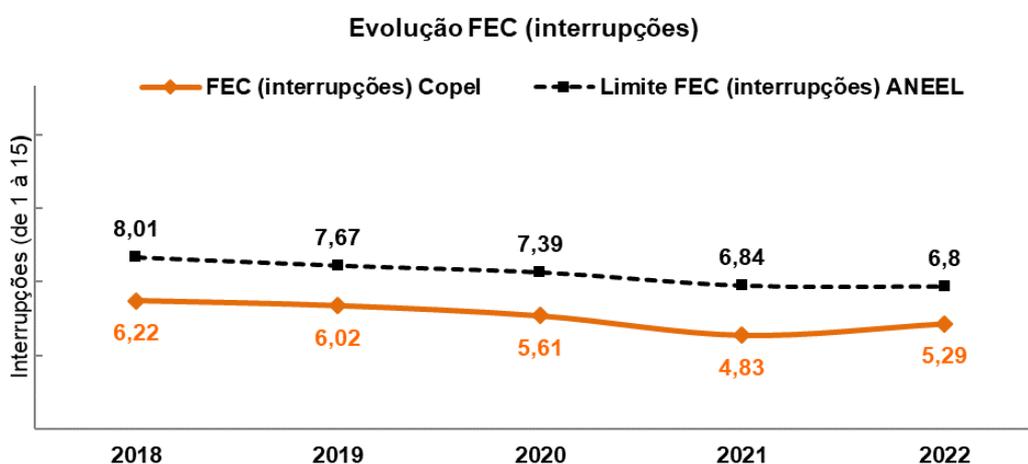
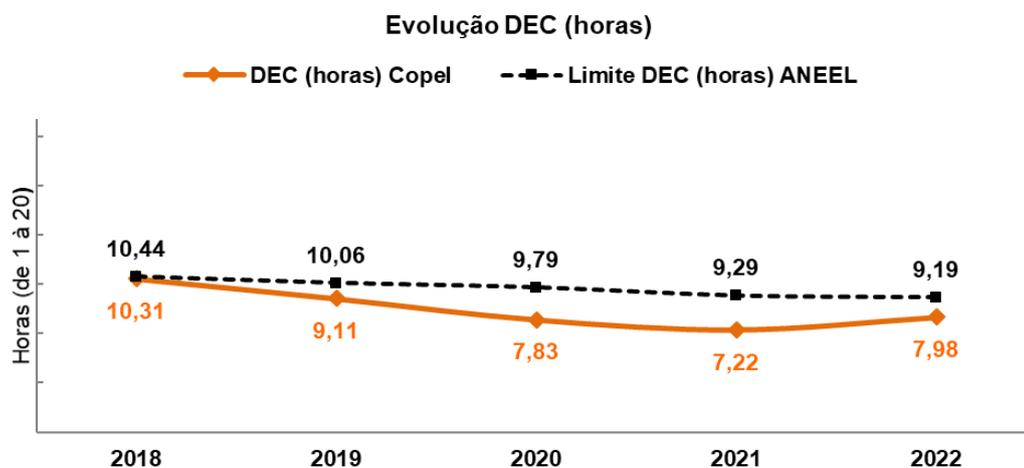
A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado.

O DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. O FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica quantas vezes, em média, houve interrupção de energia elétrica na unidade consumidora.

É a partir do DEC e do FEC que a Aneel estabelece os parâmetros individuais de continuidade (Duração de interrupção individual por unidade consumidora - DIC, Frequência de interrupção individual por unidade consumidora - FIC e Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão - DMIC) que são informados mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor.

Esses indicadores são revistos na Revisão Tarifária Periódica - RTP e vem se tornando cada vez mais rigorosos, a fim de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel DIS permanecem atendendo aos limites regulatórios impostos pela Aneel, reflexo dos investimentos em obras de desempenho e expansão, incremento de manutenções periódicas e inspeções preventivas.



• Contrato de Concessão da Copel Distribuição

Para manutenção do contrato de concessão de energia elétrica, a Companhia deve cumprir os indicadores e procedimentos de eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica, homologados pela Aneel na Resolução Normativa nº 896/2020, alterada pela Resolução Normativa nº 948/2021, definidos a partir de 2021, sendo:

- Eficiência na Gestão econômico-financeira: considera-se descumprido quando houver a não conformidade da inequação ou quando o LAJIDA for inferior à QRR.
- Eficiência na continuidade do fornecimento: o descumprimento dos indicadores DEC_i - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna; e FEC_i - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna, por Unidade Consumidora, pelo período de um ano, torna obrigatória a proposição de um Plano de Resultados.

- Caso não haja o atendimento por dois anos consecutivos ou três anos em um período de cinco anos, a Companhia incorre em limitação de distribuição de dividendos. E, em caso de descumprimento por período consecutivo de três anos, implicará na abertura do processo de caducidade.

A Copel DIS atingiu os indicadores anuais definidos no quinto termo aditivo ao contrato de concessão, o qual impõe condicionantes relacionadas a indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira, para o período de 2016 a 2020.

A tabela a seguir apresenta as metas relativas a 2022 e 2021.

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Resultado	Indicadores de qualidade			
			Limites		Realizado	
			Duração	Frequência	Duração	Frequência
2021	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * selic)	atingido	9,29	6,84	7,20	4,76
2022	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * selic)	-	9,19	6,80	7,98	5,29

Sendo:

- **QRR:** Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Este valor será o definido na última Revisão Tarifária Periódica – RTP, atualizada pela variação da Parcela B Regulatória e calculada de forma pro rata.
- **LAJIDA ou EBITDA Recorrente:** refere-se ao Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização. Será calculado considerando os seguintes componentes:
- **VPB Regulatório:**
 - (+) Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD) Regulatórios
 - (+) Receita Irrecuperável Regulatória
 - (+) Crescimento de Mercado – MWh
 - (+) Custo da Geração Própria subtraído do respectivo Custo com Combustível Regulatório
 - (+) Outras Receitas Regulatórias
 - (+/-) Custo das Perdas, diferença entre Regulatórios e Realizados
 - (=) VPB Recorrente
 - (-) PMSO Realizado
 - (+/-) Ajustes de PMSO
 - (=) LAJIDA ou EBITDA recorrente
- **SELIC:** limitada a 9,009 % (nove inteiros e 9 milésimos por cento) ao ano, caso supere esse percentual, e a 6,006 % (6 inteiros e seis milésimos por cento), caso seja inferior a este último percentual.

Indicadores de qualidade DEC e FEC

Para fins de contrato de concessão até 2021, eram considerados os indicadores internos DEC_i e FEC_i como meta do contrato de concessão. A partir de 2022, não há diferença, e o DEC e FEC passam a configurar as metas.

- DEC_i e FEC_i (até 2021): são indicadores internos que englobam somente os eventos ocorridos nos ativos da distribuidora, excluindo eventos de linhas de transmissão. São previstos no Contrato da Concessão sendo que o descumprimento do critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, por dois anos consecutivos durante o período de avaliação ou no ano de 2020, acarretaria na extinção da concessão.

- DEC e FEC (a partir de 2022): abrangem todas as ocorrências, independente da origem, inclusive as perdas na rede básica que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica. O objetivo destes indicadores é a melhoria da qualidade do serviço prestado ao consumidor.

A Companhia acompanha os indicadores da concessão de forma a antecipar ações que assegurem o ganho de eficiência e o cumprimento das exigências regulatórias. O resultado é divulgado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias de 2022, que ocorrerá em 18.04.2023.

3.3.4. Comercialização

A Companhia possui uma carteira com aproximadamente 1.500 clientes atendidos em 23 estados brasileiros, atingindo o volume de 2,8 GW médios de energia comercializados na CCEE, o que representa um aumento de 6,5% em relação ao ano anterior.

Em 2022, a Copel Mercado Livre consolidou em seu portfólio de produtos, os certificados de energia renovável provenientes das usinas do próprio grupo Copel

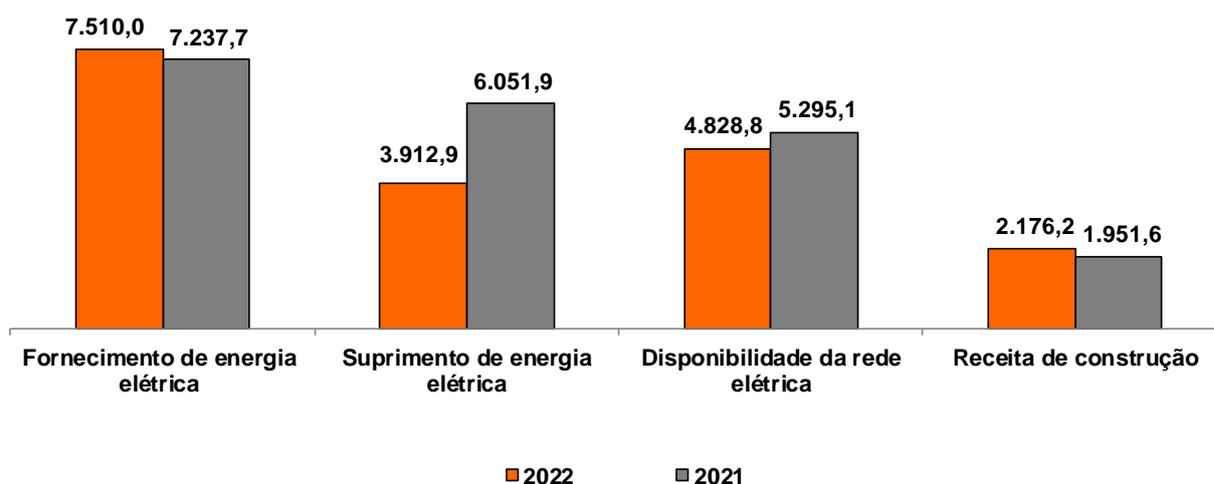
Na busca contínua pela excelência, em 2022, novos profissionais obtiveram a Certificação de Operadores do Mercado Livre de Energia. Esta certificação, promovida pela CCEE e pela Fundação Getúlio Vargas, avalia o conhecimento dos agentes, em especial, com relação às regras do setor, à legislação aplicável e às operações na Câmara. Atualmente, 15% da equipe da Copel Mercado Livre já é certificada.

Visando as oportunidades da abertura do mercado livre de energia, em 2022 foram realizados investimentos em sistemas e soluções para atendimento desse mercado.

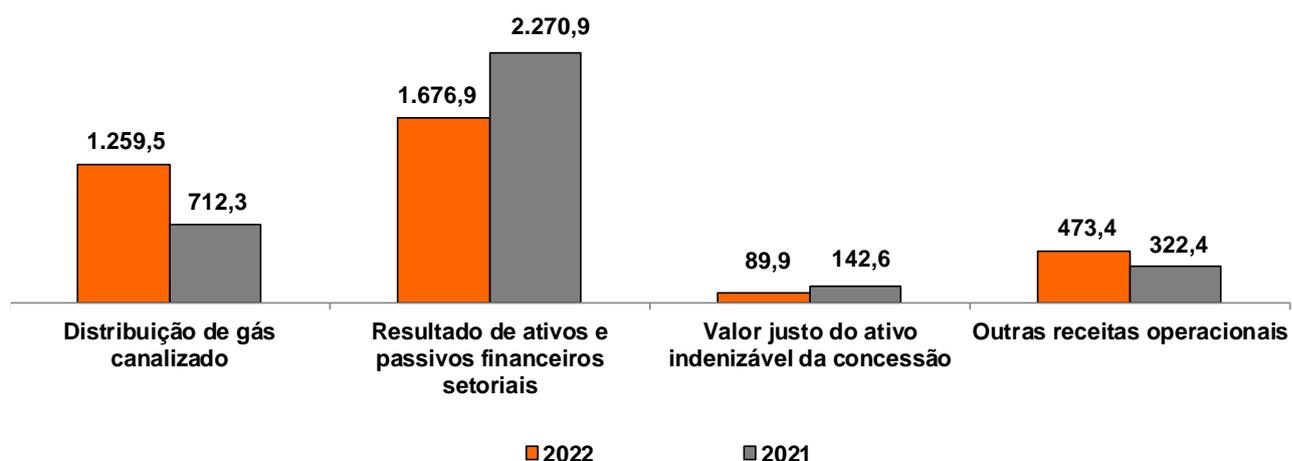
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2022, a Receita Operacional Líquida teve decréscimo de R\$ 2.056,6 milhões, representando 8,6% de redução em relação a 2021. Tal variação decorre principalmente de:



- 1) acréscimo de R\$ 272,3 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente dos reflexos do reajuste da Tarifa de Energia da Copel DIS de 4,90% percebido pelo consumidor a partir de 24.06.2022 e do crescimento do número de clientes da Copel Comercialização.
- 2) decréscimo de R\$ 2.139,0 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pelo menor despacho da UTE Araucária em 2022, consequência da melhora das condições hidrológicas, e ao menor resultado com a venda de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) da Copel DIS.
- 3) decréscimo de R\$ 466,3 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica** devido essencialmente à menor remuneração dos ativos de transmissão, pelo efeito negativo do IPCA; do aumento da conta redutora de receita “Conta de Desenvolvimento Energético – CDE” da distribuidora, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos em lei; e dos efeitos do reperfilamento dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE em 2021, não recorrente em 2022.
- 4) acréscimo de R\$ 224,6 milhões na **Receita de Construção** decorrente, principalmente, dos maiores investimentos no segmento de distribuição de energia.

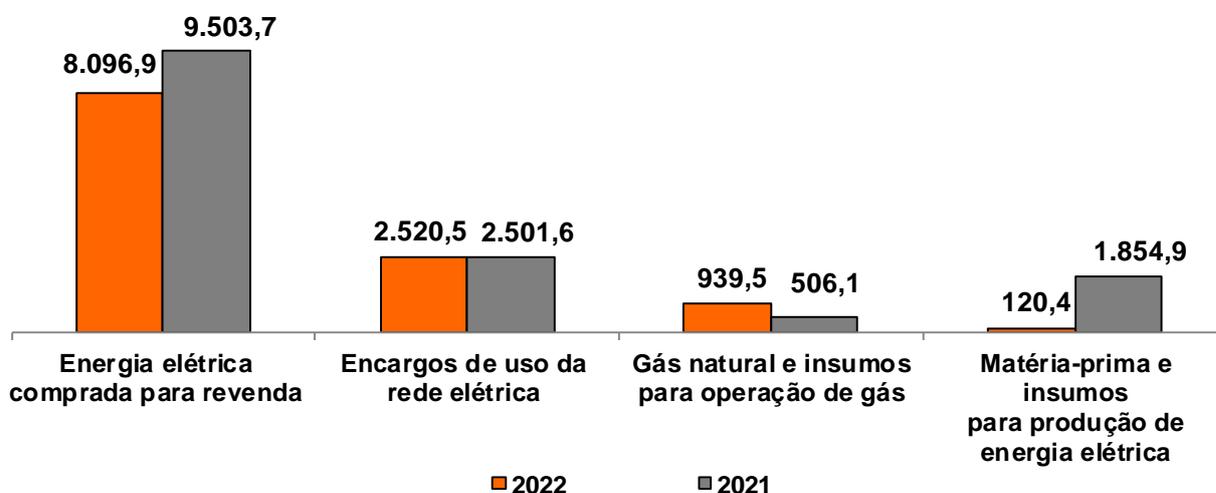


- 5) acréscimo de R\$ 547,2 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, devido aos reajustes tarifários aplicados e aumento no volume distribuído.
- 6) decréscimo em **Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais** de R\$ 594,0 milhões decorrente dos menores custos de energia, tendo em vista a melhora do cenário hídrico em 2022.
- 7) acréscimo de R\$ 151,0 milhões em **Outras Receitas Operacionais** decorrente principalmente da receita com arrendamento e aluguéis, com destaque para o crescimento da receita da distribuidora com compartilhamento de postes, consequência do maior volume de postes/pontos de fixação alocados e do reajuste contratual pelo índice Geral de Preços ao Mercado - IGP-M.

4.2. Custos e Despesas Operacionais

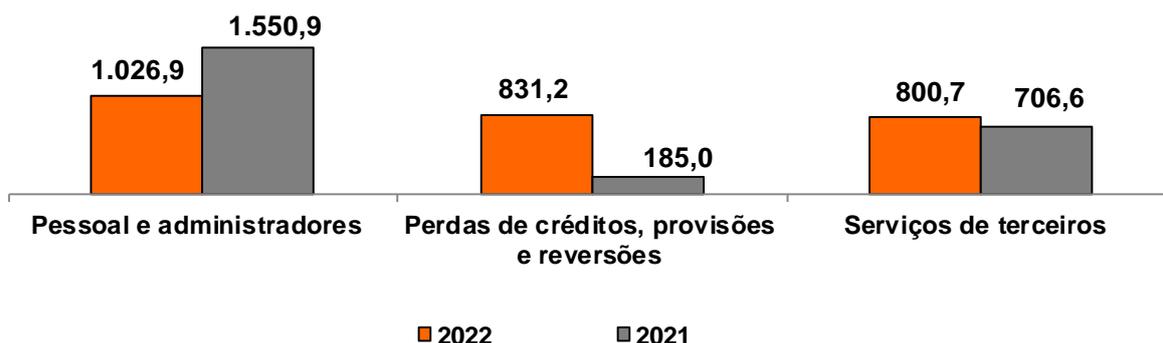
Em 2022, os Custos e despesas operacionais tiveram decréscimo de R\$ 1.812,9 milhões, representando 8,9% de redução em relação a 2021. Tal variação decorre principalmente de:

- **Não gerenciáveis**

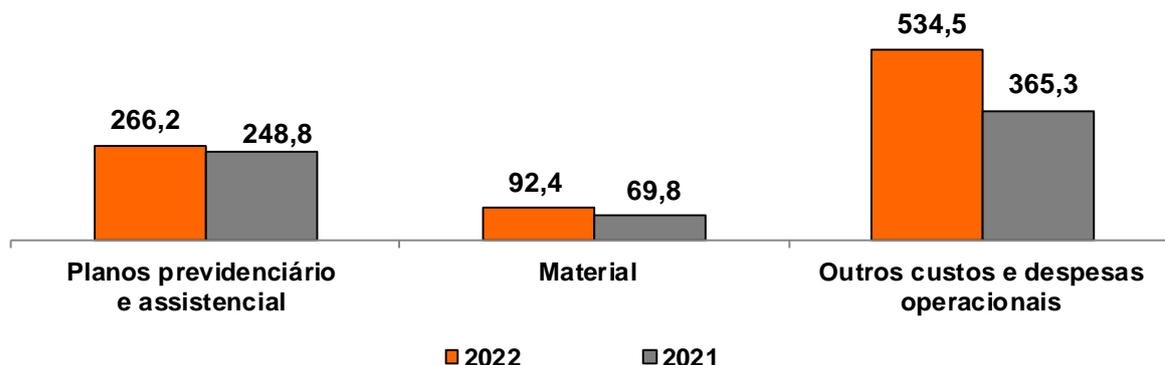


- 1) decréscimo de R\$ 1.406,8 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, principalmente em decorrência de condições hidrológicas mais favoráveis para o período e redução dos custos de energia contratada de Itaipu;
- 2) acréscimo de R\$ 18,9 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente, do maior valor de Encargos do uso do sistema e Encargo de energia de reserva - EER, compensado pelo menor valor de Encargos dos Serviços do Sistema - ESS devido ao maior despacho térmico fora da ordem de mérito para fazer frente à crise hídrica em 2021;
- 3) acréscimo de R\$ 433,4 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** decorrente do maior volume de aquisição e aumento do preço do gás para revenda; e
- 4) decréscimo de R\$ 1.734,5 milhões em **Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica** devido ao menor despacho da UTE Araucária em decorrência da melhora das condições hidrológicas.

- **Gerenciáveis**

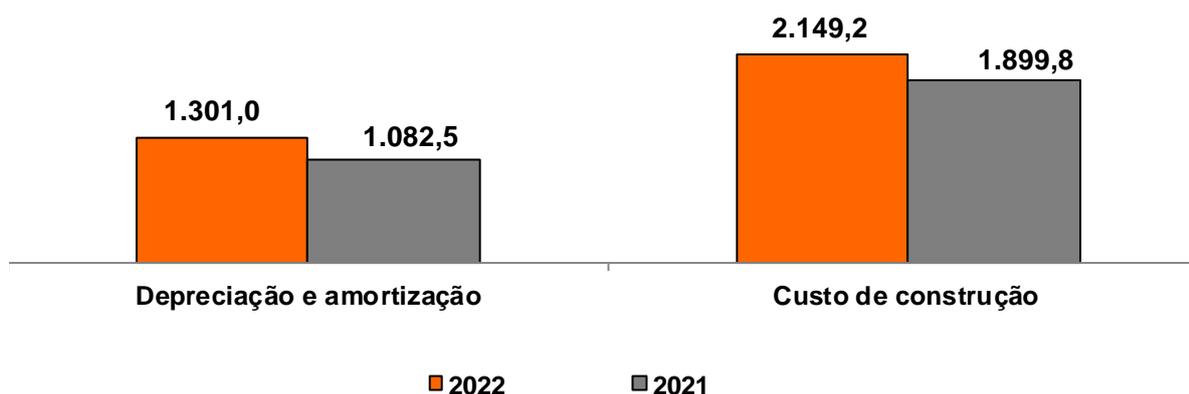


- 5) decréscimo de R\$ 524,0 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo principalmente a redução de R\$ 325,4 milhões da provisão por desempenho e participação nos lucros, redução de R\$ 148,5 milhões na provisão do programa de desligamentos voluntários no período, pela redução do quadro de empregados e pela política de redução de custos, compensados pelo reajuste salarial de 7,19% em outubro de 2022, conforme acordo coletivo;
- 6) acréscimo de R\$ 646,2 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido principalmente ao aumento de provisões para litígios e ao *impairment* da UEGA. (Outras informações na nota explicativa 16.4 das Demonstrações Financeiras)
- 7) acréscimo de R\$ 94,1 milhões em **Serviços de terceiros** decorrente principalmente do aumento nos custos com manutenção do sistema elétrico, atendimento a consumidores referente a serviços de cortes, religações e vistorias e do aumento da mão de obra terceirizada e com comunicação e processamento de dados, compensados pela redução de valores da UEGA devido ao menor despacho em 2022.



8) acréscimo de R\$ 169,2 milhões em **Outros custos e despesas operacionais** em virtude de maior valor de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos, de perdas na desativação e alienação de bens e de atualização de valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica.

- **Outros**



9) acréscimo de R\$ 249,4 no **Custo de construção**, refletindo principalmente os investimentos realizados na infraestrutura de distribuição de energia.

4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial de 2022 foi 30,6% superior se comparado ao mesmo período de 2021, decorrente do resultado positivo da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, principalmente em função dos efeitos das revisões tarifárias ocorridas em junho de 2022 da Caiuá, Integração Maranhense, Matrinchã e Guaraciaba.

4.4. EBITDA ou LAJIDA

O Ebitda é uma medição não contábil adotada pela Companhia, calculada de acordo com a Resolução CVM nº 156/2022, consistindo, conforme tabela a seguir, no lucro líquido acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações.

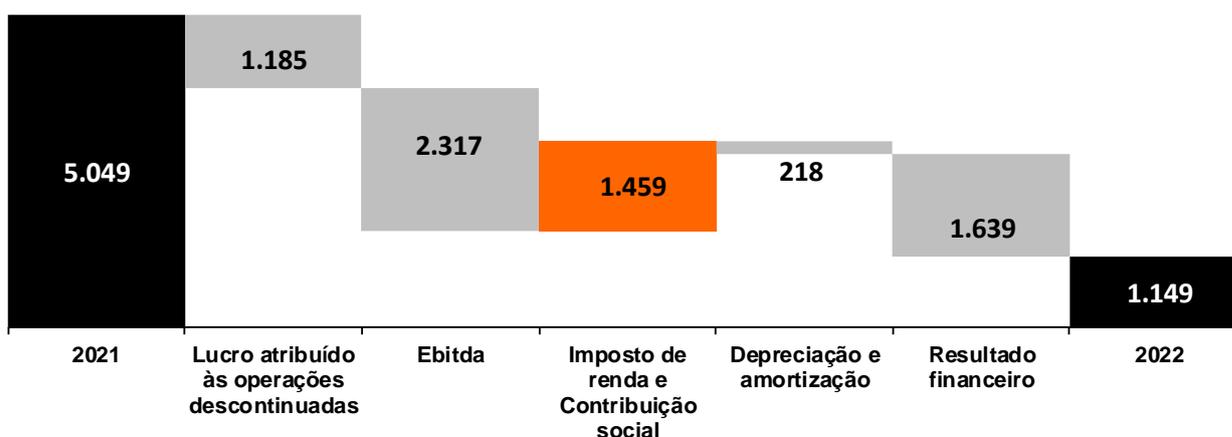
Em R\$ milhões	Consolidado	
	2022	2021
Lucro líquido do período	1.149,3	5.048,6
Lucro líquido do período - operações descontinuadas	-	(1.189,6)
IRPJ e CSLL diferidos	(628,4)	790,5
Provisão IRPJ e CSLL	429,3	469,1
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	1.966,0	327,4
Lajir/Ebit	2.916,2	5.446,0
Depreciação e Amortização	1.301,0	1.082,5
Lajida/Ebitda	4.217,2	6.528,5

4.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou variação de R\$ 1.638,7 milhões, devido principalmente a atualização da provisão da destinação de créditos de PIS e Cofins. Também impactaram o aumento de despesa financeira com variação monetária, cambial e encargos da dívida, compensados pelo acréscimo no rendimento das aplicações financeiras.

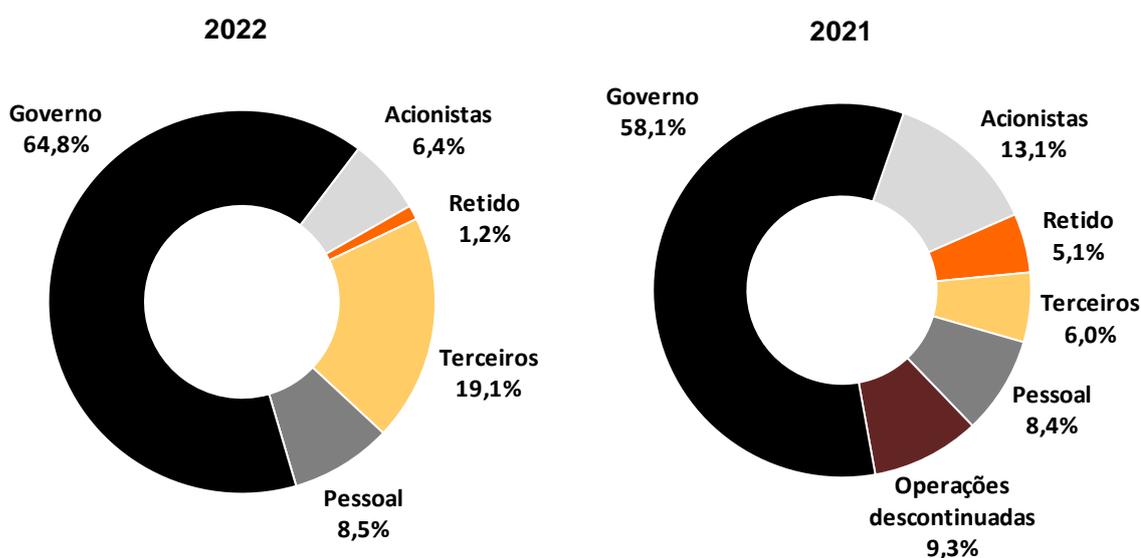
4.6. Lucro Líquido

Em 2022, o lucro líquido consolidado foi de R\$ 1.149,3 milhões, sendo 77,2% inferior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 5.048,6 milhões. A redução foi impactada pela atualização e provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins em 2022 com impacto no Ebitda e no resultado financeiro, pelo reconhecimento em 2021 da compensação pela repactuação do risco hidrológico por meio de direito a extensão de outorga das usinas da Copel referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, parcialmente compensado pelo maior benefício tributário sobre o JCP reconhecido no último trimestre.



4.7. Valor Adicionado

No exercício de 2022, a Copel apurou R\$ 15.221,9 milhões de Valor Adicionado, 28,3% inferior ao ano anterior, no montante de R\$ 21.227,4 milhões. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



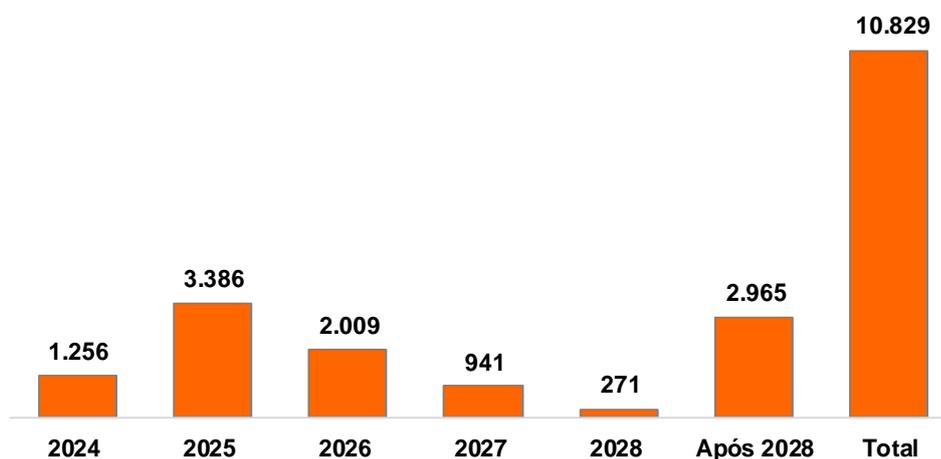
4.8. Endividamento

A Companhia financia liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos propiciados por operações e mediante financiamentos, visando à ampliação e à modernização dos negócios ligados a geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício de 2023. Em 2022 foram obtidos os recursos apresentados no quadro a seguir:

Ingressos (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
Contrato de financiamento Lote E	Copel Geração e Transmissão	BNDES	33,6
Nota Comercial	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.000,0
7ª Emissão de Debêntures	Copel Distribuição	Debenturistas	1.500,0
Cédula de Crédito	Copel Distribuição	Banco do Brasil	750,0
Contrato de financiamento	Jandaíra I	Banco do Nordeste	11,2
Contrato de financiamento	Jandaíra II	Banco do Nordeste	29,6
Contrato de financiamento	Jandaíra III	Banco do Nordeste	33,9
Contrato de financiamento	Jandaíra IV	Banco do Nordeste	33,7
Total			3.392,0

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 4.279,4 milhões, sendo R\$ 3.051,8 milhões de principal e R\$ 1.227,6 milhões de encargos. O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:



4.9. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

(em R\$ mil)	2022			
	Total	JCP ⁽¹⁾	JCP ⁽²⁾	Dividendos ⁽³⁾
Aprovação na AGO	28.04.2023			
Aprovação no CAD		21.11.2022	21.11.2022	
Data de pagamento		30.11.2022	a definir	a definir
Lucro Líquido Ajustado	1.123.420			
Valor para Ações ON	357.961	221.419	136.542	-
Valor para Ações PNA	1.407	711	438	258
Valor para Ações PNB	610.890	377.870	233.020	-
Total Distribuído Bruto	970.258	600.000	370.000	258

⁽¹⁾ Proventos Intermediários, declarado pelo CAD em 21.11.2022, para posição com direito em 21.11.2022 (pago em 30.11.2022)

⁽²⁾ Proventos Intermediários, declarado pelo CAD em 21.11.2022, para posição com direito em 21.11.2022 (pagamento até 30.06.2022)

⁽³⁾ Dividendos prioritários (Ações PNA) conforme Art. 5º, § 6º do Estatuto Social, a serem deliberados na AGO de 28.04.2023

(em R\$ mil)	2021				
	Total	DIV ⁽³⁾	DIV ⁽¹⁾	JCP ⁽¹⁾	JCP ⁽²⁾
Aprovação na AGO	29.04.2022				
Aprovação no CAD			17.09.2021	17.09.2021	08.12.2021
Data de pagamento		30.06.2022	30.11.2021	30.11.2021	30.06.2022
Lucro Líquido Ajustado	4.952.570				
Valor para Ações ON	1.120.747	496.663	434.367	86.959	102.758
Valor para Ações PNA	3.658	1.621	1.418	284	335
Valor para Ações PNB	1.964.082	870.391	761.218	152.393	180.080
Total Distribuído Bruto	3.088.487	1.368.675	1.197.003	239.636	283.173

⁽¹⁾ Proventos Intermediários, declarado pelo CAD em 17.09.2021, para posição com direito em 30.09.2021 (pago em 30.11.2021)

⁽²⁾ Proventos Intermediários, declarado pelo CAD em 08.12.2021, para posição com direito em 30.12.2021 (antecipação exercício 2021)

⁽³⁾ Dividendo adicional proposto (exercício 2021)

4.10. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2023 foi aprovado na 233ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração. Seguem valores realizados e previstos:

Subsidiária	Realizado		Previsto 2023	Variação % 2022-2021
	2022	2021		
Copel Geração e Transmissão	472,7	494,8	274,9	(4,5)
Copel Distribuição	1.848,1	1.623,0	1.878,9	13,9
Copel Telecomunicações	-	54,4	-	-
Copel Comercialização	2,6	2,0	1,6	30,0
Copel Serviços	0,1	0,7	1,0	-
Holding	6,2	3,5	5,0	77,1
Outros	-	0,5	20,9	-
Total	2.329,7	2.178,9	2.182,3	6,9

4.11. Ações

Volume negociado das ações 2022:

Volume negociado	ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)		UNIT (CPLE11)		
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária	
B3	Negócios	662.777	2.651	4.328.000	17.312	706.014	2.824
	Quantidade	266.929.800	1.067.719	2.916.293.000	11.665.172	103.759.000	415.036
	Volume (R\$ mil)	1.757.491	7.030	21.048.826	84.195	3.676.708	14.707
	Presença nos pregões	250	100%	250	100%	250	100%
NYSE	Quantidade	-	-	-	-	191.286.745	762.099
	Volume (US\$ mil)	-	-	-	-	1.322.331	5.268
	Presença nos pregões	-	-	-	-	251	100%
Latibex	Quantidade	-	-	438.025	3.504	5.089	727
	Volume (€ mil)	-	-	576	5	33	5
	Presença nos pregões	-	-	125	48%	7	3%

Desempenho do preço das ações em 31.12.2022:

	Ação	2022	2021	Variação %
B3	ON (CPLE3)	R\$ 6,87	R\$ 6,12	12,3
	média ON	R\$ 6,52	R\$ 5,84	11,6
	PNA (CPLE5)	R\$ 23,12	R\$ 35,89	(35,6)
	média PNA	R\$ 26,97	R\$ 24,02	12,3
	PNB (CPLE6)	R\$ 7,91	R\$ 6,44	22,8
	média PNB	R\$ 7,15	R\$ 6,29	13,7
	UNIT (CPLE11)	R\$ 38,49	R\$ 32,00	20,3
	média UNIT	R\$ 35,10	R\$ 31,12	12,8
NYSE	Ibovespa	109.735	104.822	4,7
	Índice de Energia Elétrica	78.679	76.305	3,1
	UNIT (ELP)	US\$ 7,23	US\$ 5,63	28,4
	média ELP	US\$ 6,77	US\$ 5,73	18,2
	Índice Dow Jones	33.221	36.338	(8,6)
LATIBEX	ON (XCOPO) ⁽¹⁾	-	-	-
	média XCOPO	-	-	-
	PNB (XCOP)	€ 1,36	€ 1,01	34,7
	média XCOP	€ 1,33	€ 1,00	33,0
	UNIT (XCOPU)	€ 6,00	€ 4,84	24,0
	média XCOPU	€ 6,37	€ 4,44	43,5
	Índice Latibex	2.322	2.088	5,8

⁽¹⁾ Não foram realizadas negociações deste papel até 31.12.2022

4.12. Inadimplência de Consumidores

Em dezembro de 2022, a inadimplência de consumidores da Copel DIS, também denominado de Inadimplência Corporativa, foi de R\$ 191,8 milhões, que equivale a 0,90% do seu faturamento dos 12 meses anteriores, redução de 32,3% em relação a dezembro de 2021. Os resultados demonstram uma sensível melhora em relação ao ano anterior nos dois principais indicadores de inadimplência da Copel DIS, conforme metodologia.

O bom resultado foi possível pelas adoções das ferramentas de cobrança, como os avisos de inadimplência (SMS, e-mail, protesto de títulos, carta cobrança) e, em última instância, a suspensão de fornecimento. Estas ações permitiam a recuperação de contas inadimplentes com muitos dias de atraso.

Indicador	2022	2021	Variação %
Inadimplência Companhia ⁽¹⁾	0,90%	1,33%	-32,33%
Inadimplência Abradee ⁽²⁾	1,87%	2,67%	-29,96%

⁽¹⁾ Índice de inadimplência Critério Corporativo: Pendência de energia de 16 a 360 dias e faturamento 12 meses

⁽²⁾ Índice de inadimplência Critério Abradee: Pendência de energia de 1 a 90 dias e faturamento 12 meses

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua José Izidoro Biazzetto, 158, Bloco A, Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro/2022

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	15
3 Base de Preparação	19
4 Principais Políticas Contábeis	21
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	37
6 Títulos e Valores Mobiliários	37
7 Clientes	38
8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	40
9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	41
10 Ativos de contrato	43
11 Outros Créditos	46
12 Tributos	47
13 Despesas Antecipadas	54
14 Depósitos Judiciais	55
15 Investimentos	55
16 Imobilizado	60
17 Intangível	67
18 Obrigações Sociais e Trabalhistas	69
19 Fornecedores	69
20 Empréstimos e Financiamentos	70
21 Debêntures	75
22 Benefícios Pós-emprego	77
23 Encargos Setoriais a Recolher	83
24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	83
25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	84
26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	85
27 Outras Contas a Pagar	88
28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	88
29 Patrimônio Líquido	93
30 Receita Operacional Líquida	97
31 Custos e Despesas Operacionais	100
32 Resultado Financeiro	104
33 Segmentos Operacionais	104
34 Instrumentos Financeiros	108
35 Transações com Partes Relacionadas	122
36 Compromissos	128
37 Seguros	128
38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	129
39 Operações descontinuadas	129
40 Eventos subsequentes	130
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	134
RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	140
PARECER DO CONSELHO FISCAL	149
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	150
DECLARAÇÃO	151

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balancos Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2022 e de 2021

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	199.877	626.052	2.678.457	3.472.845
Títulos e valores mobiliários	6	93	91	93	16.121
Cauções e depósitos vinculados		-	-	157	182
Clientes	7	-	-	3.342.050	4.433.193
Dividendos a receber		824.143	1.558.212	138.330	68.162
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	190.699	383.740
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	8.603	5.121
Ativos de contrato	10	-	-	220.660	148.488
Outros créditos	11	977	1.150	897.380	749.816
Estoques		-	-	194.850	197.779
Imposto de renda e contribuição social	12.3	107.523	3.991	355.065	151.912
Outros tributos a recuperar	12.2	-	-	1.239.694	1.508.864
Despesas antecipadas	13	855	528	60.076	53.649
Partes relacionadas	35	47.404	5.374	1.135	-
		1.180.872	2.195.398	9.327.249	11.189.872
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	430.963	344.937
Outros investimentos temporários		25.619	19.985	25.619	19.985
Cauções e depósitos vinculados		-	-	-	142.764
Clientes	7	-	-	109.819	82.233
Depósitos judiciais	14	138.747	131.519	632.458	591.131
Ativos financeiros setoriais	8	-	-	190.699	383.740
Contas a receber vinculadas à concessão	9	-	-	2.269.690	2.261.684
Ativos de contrato	10	-	-	7.452.019	6.739.560
Outros créditos	11	18	7.658	931.452	916.606
Imposto de renda e contribuição social	12.3	-	30.000	127.824	153.850
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	333.877	165.484	1.644.299	963.259
Outros tributos a recuperar	12.2	39.810	38.659	2.627.293	3.143.546
Despesas antecipadas	13	-	-	10	27
Partes relacionadas	35	-	150.572	-	-
		538.071	543.877	16.442.145	15.743.322
Investimentos	15	20.339.344	21.144.478	3.325.731	3.042.134
Imobilizado	16	7.948	4.112	10.069.468	10.142.591
Intangível	17	4.724	3.473	10.277.727	9.215.560
Direito de uso de ativos	26	4.586	3.165	261.380	204.056
		20.894.673	21.699.105	40.376.451	38.347.663
TOTAL DO ATIVO		22.075.545	23.894.503	49.703.700	49.537.535

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Balanços Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2022 e de 2021 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	18	6.605	36.454	252.789	604.810
Partes relacionadas	35	1.838	2.292	-	-
Fornecedores	19	5.373	3.353	2.090.022	2.585.735
Imposto de renda e contribuição social		-	1.813	156.191	63.946
Outras obrigações fiscais	12.2	28.690	34.956	303.606	440.933
Empréstimos e financiamentos	20	-	321.157	278.838	579.770
Debêntures	21	-	501.716	1.346.347	2.144.485
Dividendos a pagar		344.251	260.995	482.325	330.947
Benefícios pós-emprego	22	2.957	229	73.814	68.836
Encargos setoriais a recolher	23	-	-	46.488	198.386
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	370.244	292.495
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	105.003	104.963
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	433.914	139.770
Passivo de arrendamentos	26	436	301	64.870	47.240
Outras contas a pagar	27	558	548	601.619	370.383
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	550.527	7.294
		390.708	1.163.814	7.156.597	7.979.993
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	35	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	19	-	-	125.448	125.249
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	-	-	1.517.682	1.364.828
Outras obrigações fiscais	12.2	3.676	3.260	633.491	594.810
Empréstimos e financiamentos	20	-	468.970	4.371.525	3.098.674
Debêntures	21	-	-	6.457.508	6.003.132
Benefícios pós-emprego	22	23.890	13.922	996.223	1.226.338
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24	-	-	244.514	334.602
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	-	-	832.539	798.996
Passivos financeiros setoriais	8	-	-	49.341	153.409
Passivo de arrendamentos	26	4.373	2.957	208.886	165.494
Outras contas a pagar	27	25.241	50.943	645.234	599.909
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.2.1	-	-	1.444.631	3.319.501
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	1.851.257	-
Provisões para litígios	28	804.442	347.762	2.037.599	1.597.365
		867.473	893.665	21.415.878	19.382.307
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	29.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	29.2	593.382	426.170	593.382	426.170
Reserva legal		1.512.687	1.457.087	1.512.687	1.457.087
Reserva de retenção de lucros		7.911.295	7.785.092	7.911.295	7.785.092
Dividendo adicional proposto		-	1.368.675	-	1.368.675
		20.817.364	21.837.024	20.817.364	21.837.024
Atribuível aos acionistas não controladores	15.2.2	-	-	313.861	338.211
		20.817.364	21.837.024	21.131.225	22.175.235
TOTAL DO PASSIVO		22.075.545	23.894.503	49.703.700	49.537.535

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	-	-	21.927.721	23.984.287
Custos Operacionais	31	-	-	(16.928.407)	(19.119.637)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	4.999.314	4.864.650
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	31	-	-	(186.740)	(194.998)
Despesas gerais e administrativas	31	(111.665)	(126.172)	(803.721)	(924.561)
Repactuação do Risco Hidrológico - GSF	17.2	-	-	-	1.570.543
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31	(441.601)	(86.344)	(760.631)	(235.910)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	(810.563)	-
Resultado da equivalência patrimonial	15	1.620.451	3.689.345	478.577	366.314
		1.067.185	3.476.829	(2.083.078)	581.388
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		1.067.185	3.476.829	2.916.236	5.446.038
Resultado Financeiro	32				
Receitas financeiras		57.658	304.809	1.032.837	932.049
Despesas financeiras		(177.375)	(112.332)	(1.987.504)	(1.259.410)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	(1.011.370)	-
		(119.717)	192.477	(1.966.037)	(327.361)
LUCRO OPERACIONAL		947.468	3.669.306	950.199	5.118.677
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	12.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	67.641	(429.267)	(469.226)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		164.539	30.250	628.389	(790.406)
		164.539	97.891	199.122	(1.259.632)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		1.112.007	3.767.197	1.149.321	3.859.045
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	39	-	1.185.376	-	1.189.557
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.112.007	4.952.573	1.149.321	5.048.602
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	1.112.007	3.767.197
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	-	1.185.376
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	15.2.2	-	-	37.314	96.029
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	29.3				
Ações ordinárias		0,38839	1,20448		
Ações preferenciais classe "A"		0,50343	1,41173		
Ações preferenciais classe "B"		0,41745	1,50668		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	29.3				
Ações ordinárias		0,38839	1,61429		
Ações preferenciais classe "A"		0,50343	1,86252		
Ações preferenciais classe "B"		0,41745	1,95747		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados Abrangentes

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.112.007	4.952.573	1.149.321	5.048.602
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Ganhos (perdas) com passivos atuariais	29.4				
benefícios pós-emprego		(11.336)	(3.257)	291.740	246.626
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		209.991	154.751	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		3.854	1.107	(88.548)	(93.881)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	29.4				
Ganhos com ativos financeiros		-	-	10.295	-
Ganhos com ativos financeiros - equivalência patrimonial		4.757	-	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		-	-	(3.500)	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		207.266	152.601	209.987	152.745
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		1.319.273	5.105.174	1.359.308	5.201.347
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				1.319.273	3.919.798
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				-	1.185.376
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				40.035	96.173

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021
em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
Saldo em 1º de janeiro de 2021		10.800.000	680.364	(327.015)	1.209.458	6.088.855	1.507.449	-	19.959.111	291.407	20.250.518
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	4.952.573	4.952.573	96.029	5.048.602
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos atuariais, líquidas de tributos	29.4	-	-	152.601	-	-	-	-	152.601	144	152.745
Resultado abrangente total do exercício		-	-	152.601	-	-	-	4.952.573	5.105.174	96.173	5.201.347
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.4	-	(46.575)	-	-	-	-	46.575	-	-	-
Realização de passivo atuarial - desinvestimento da Copel Telecom	29.4	-	-	(33.205)	-	33.205	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	(1.507.449)	-	(1.507.449)	(32.638)	(1.540.087)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	247.629	-	-	(247.629)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	29.3	-	-	-	-	(283.173)	-	(239.636)	(522.809)	-	(522.809)
Dividendos	29.3	-	-	-	-	-	1.368.675	(2.565.678)	(1.197.003)	(16.731)	(1.213.734)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.946.205	-	(1.946.205)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2021		10.800.000	633.789	(207.619)	1.457.087	7.785.092	1.368.675	-	21.837.024	338.211	22.175.235
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.112.007	1.112.007	37.314	1.149.321
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos atuariais, líquidas de tributos	29.4	-	-	202.509	-	-	-	-	202.509	683	203.192
Ganhos com ativos financeiros	29.4	-	-	4.757	-	-	-	-	4.757	2.038	6.795
Resultado abrangente total do exercício		-	-	207.266	-	-	-	1.112.007	1.319.273	40.035	1.359.308
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.4	-	(36.513)	-	-	-	-	36.513	-	-	-
Realização de ganho atuarial	29.4	-	-	(3.541)	-	3.541	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	29.3	-	-	-	-	-	(1.368.675)	-	(1.368.675)	-	(1.368.675)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	29.3	-	-	-	-	(891.000)	-	(79.000)	(970.000)	(40.198)	(1.010.198)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	55.600	-	-	(55.600)	-	-	-
Dividendos	29.3	-	-	-	-	-	-	(258)	(258)	(24.187)	(24.445)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.013.662	-	(1.013.662)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2022		10.800.000	597.276	(3.894)	1.512.687	7.911.295	-	-	20.817.364	313.861	21.131.225

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade		1.112.007	3.767.197	1.149.321	3.859.045
Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas		-	1.185.376	-	1.189.557
Lucro líquido do exercício		1.112.007	4.952.573	1.149.321	5.048.602
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		49.719	(171.505)	1.314.407	601.040
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.3	-	-	(118.439)	(134.482)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(769.248)	(1.084.986)
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.2.1	-	-	1.821.933	-
Imposto de renda e contribuição social	12.3	-	(67.641)	429.267	469.226
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.3	(164.539)	(30.250)	(628.389)	790.406
Resultado da equivalência patrimonial	15.1	(1.600.188)	(3.719.608)	(478.577)	(303.137)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	22.4	7.294	7.360	268.171	246.812
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	156.690	194.016
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	30	-	-	(89.941)	(142.642)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	30	-	-	(1.847.863)	(2.502.324)
Depreciação e amortização	31	2.504	2.316	1.300.982	1.082.539
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	31.4	441.160	76.374	831.216	240.787
Resultado da repactuação do risco hidrológico - GSF	17.2	-	-	-	(1.570.543)
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10.3	-	-	(721)	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	30.1 e 31.1	-	-	(32.748)	35.818
Valor justo nas operações com derivativos	32	-	-	2.907	20.401
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão		-	-	26.703	20
Baixas de ativos de contrato	10.1	-	-	8.829	7.155
Resultado das baixas de imobilizado	16.2	51	-	42.841	40.305
Resultado das baixas de intangíveis	17	15	-	55.177	30.623
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	26.1 e 26.2	-	(9)	(79)	(177)
Lucro líquido do período das operações descontinuadas	39	-	(1.185.376)	-	(1.189.557)
		(151.977)	(135.766)	3.442.439	1.879.180
Redução (aumento) dos ativos					
Cientes		-	-	1.628.696	(210.965)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		3.189.818	1.733.450	67.732	82.937
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná		-	1.646.614	-	1.646.614
Depósitos judiciais		950	(1.682)	575	(87.866)
Ativos financeiros setoriais		-	-	966.466	1.509.802
Outros créditos		7.814	(340)	62.369	(129.814)
Estoques		-	-	2.929	(30.699)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(208.124)	(61.924)	(498.961)	(267.179)
Outros tributos a recuperar		176.115	753	264.048	(64.130)
Despesas antecipadas		(327)	(378)	(6.410)	(16.621)
Partes relacionadas		155.946	(8.883)	(1.135)	-
		3.322.192	3.307.610	2.486.309	2.432.079
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		(29.849)	19.695	(190.627)	17.224
Partes relacionadas		(454)	1.459	-	-
Fornecedores		2.020	169	(504.362)	(53.298)
Outras obrigações fiscais		43.847	51.943	892.002	834.358
Benefícios pós-emprego	22.4	(5.935)	(6.621)	(201.566)	(198.626)
Encargos setoriais a recolher		-	-	(151.898)	164.674
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	24.1	-	-	(203.673)	(246.744)
Contas a pagar vinculadas à concessão	25.1	-	-	(106.370)	(88.430)
Outras contas a pagar		(21.420)	20.326	105.631	21.828
Provisões para litígios quitadas	28.1	(604)	(27.410)	(242.212)	(207.877)
		(12.395)	59.561	(603.075)	243.109
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		3.157.820	3.231.405	5.325.673	4.554.368
Imposto de renda e contribuição social pagos		(1.813)	(259.039)	(174.295)	(659.318)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20.3	(52.704)	(44.958)	(337.455)	(193.421)
Encargos de debêntures pagos	21.2	(28.358)	(24.805)	(890.123)	(343.903)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	26.2	(413)	(236)	(21.151)	(6.514)
Encargos de empréstimos concedidos/obtidos de partes relacionadas		4.895	(10.055)	-	-
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		3.079.427	2.892.312	3.902.649	3.351.212
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	-	-	-	35.620
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		3.079.427	2.892.312	3.902.649	3.386.832

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(5.636)	2.399	67.157	(54.120)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(146.063)	-	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		100.000	33.899	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(1.923.558)	(1.482.785)
Aquisições de controladas - feito no caixa	1.1.1	-	-	(18.031)	(501.886)
Aportes em investimentos	15.1	(4.829)	(503.202)	(4.829)	(30.970)
Redução de capital em investidas	15.1	-	82.330	61.536	-
Aquisições de imobilizado		(4.436)	(1.847)	(535.542)	(338.137)
Aquisições de intangível	17.3 e 17.4	(1.592)	(1.771)	(421.729)	(4.546)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(62.556)	(388.192)	(2.774.996)	(2.412.444)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	-	2.506.837	-	2.444.352
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(62.556)	2.118.645	(2.774.996)	31.908
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	20.3	-	-	1.891.954	134.313
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	20.3	-	-	(19.781)	(1.647)
Ingressos de debêntures emitidas	21.2	-	-	1.500.000	3.000.000
Custos de transação na emissão de debêntures	21.2	-	-	(14.445)	(35.030)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	20.3	(774.899)	-	(1.000.319)	(202.577)
Amortizações de principal de debêntures	21.2	(500.000)	(300.000)	(2.051.481)	(1.852.048)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	26.2	(378)	(317)	(60.200)	(51.270)
Amortizações de principal de obrigações com partes relacionadas		-	(280.000)	-	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(2.167.769)	(3.847.288)	(2.167.769)	(3.874.318)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(3.443.046)	(4.427.605)	(1.922.041)	(2.882.577)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	39	-	-	-	(1.850)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(3.443.046)	(4.427.605)	(1.922.041)	(2.884.427)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(426.175)	583.352	(794.388)	534.313
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	626.052	42.700	3.472.845	3.222.768
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	199.877	626.052	2.678.457	3.472.845
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	39	-	-	-	284.236
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(426.175)	583.352	(794.388)	534.313

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	27.709.876	30.472.742
Receita de construção	-	-	2.717.665	2.269.422
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	89.941	142.642
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	1.847.863	2.502.324
Repactuação do Risco Hidrológico - GSF	-	-	-	1.570.543
Outras receitas	7.844	73	83.270	109.469
Perdas de crédito esperadas	-	-	(125.132)	(125.226)
	7.844	73	32.323.483	36.941.916
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	8.911.058	10.474.551
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	2.170.560	1.815.513
Material, insumos e serviços de terceiros	39.660	24.339	1.060.229	2.855.724
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	1.204.075	647.980
Custo de construção	-	-	2.478.696	2.040.866
Perda de valores ativos	7.995	111	149.996	77.560
Provisão (reversão) de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	84.387	(134.854)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	810.563	-
Outros insumos	466.252	101.775	818.290	368.065
	513.907	126.225	17.687.854	18.145.405
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(506.063)	(126.152)	14.635.629	18.796.511
(-) Depreciação e amortização	2.504	2.316	1.300.982	1.082.539
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(508.567)	(128.468)	13.334.647	17.713.972
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	1.620.451	3.689.345	478.577	366.314
Receitas financeiras	57.658	304.809	1.032.837	932.049
Outras receitas	1.039	853	375.836	251.003
	1.679.148	3.995.007	1.887.250	1.549.366
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	-	1.792.910	-	1.964.096
	1.170.581	5.659.449	15.221.897	21.227.434

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2022 e de 2021 (continuação)
em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2022	%	31.12.2021	%	31.12.2022	%	31.12.2021	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	29.675		17.809		858.772		877.259	
Planos previdenciário e assistencial	6.685		4.065		266.181		248.773	
Auxílio alimentação e educação	1.787		2.258		98.963		102.957	
Encargos sociais - FGTS	1.886		1.021		48.397		50.686	
Programa de desligamentos voluntários	(2.344)		33.254		(9.315)		139.232	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	294		13.717		42.008		367.423	
	37.983	3,2	72.124	1,3	1.305.006	8,5	1.786.330	8,4
Governo								
Federal								
Tributos	(49.542)		(55.871)		1.342.381		2.708.544	
Encargos setoriais	-		-		4.648.957		4.680.233	
Estadual	26		29		3.859.749		4.933.469	
Municipal	107		20		11.453		17.728	
	(49.409)	(4,2)	(55.822)	(1,0)	9.862.540	64,8	12.339.974	58,1
Terceiros								
Juros	69.654		75.538		1.843.166		1.214.127	
Atualização provisão p/ destinação créditos PIS e Cofins	-		-		1.011.370		-	
Arrendamentos e aluguéis	346		246		42.377		22.672	
Doações, subvenções e contribuições	-		7.256		8.117		41.190	
	70.000	6,0	83.040	1,5	2.905.030	19,1	1.277.989	6,0
Acionistas								
Lucros retidos	141.749		961.883		141.749		957.702	
Remuneração do capital próprio	970.000		239.636		970.000		239.636	
Dividendos	258		2.565.678		258		2.565.678	
Participações de acionistas não controladores	-		-		37.314		96.029	
	1.112.007	95,0	3.767.197	66,5	1.149.321	7,6	3.859.045	18,2
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	-	-	1.792.910	31,7	-	-	1.964.096	9,3
	1.170.581	100,0	5.659.449	100,0	15.221.897	100,0	21.227.434	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

em 31 de dezembro de 2022

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, cujas ações são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia e gás natural.

Em 24.11.2022, a Lei 21.272 do Estado do Paraná autorizou a transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação") por meio de oferta pública secundária de ações e/ou Units de emissão da Companhia e propriedade do Controlador. Em 21.12.2022, decorrente da autorização legal, o Conselho de Administração da Copel, aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das Concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Braga e Governador José Richa e avaliar alternativas de captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. A transformação da Copel em "Corporação" possibilitará, nos termos da Lei 9.074/95, a manutenção de 100% de participação da Companhia nas usinas. Em 31.01.2023 o Conselho de Administração da Copel aprovou a contratação de consultores e assessores técnicos especializados para auxiliar nos estudos e na estruturação de eventual oferta.

1.1 Participações societárias da Copel

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4). Até 31.12.2022 não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2021. Em 06.10.2022, a Copel GeT celebrou contrato para a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura, e a operação foi concluída em 30.01.2023 conforme NE nº 40.1.

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS) (a)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagas	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária S.A. (UEGA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,3	Copel
			60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Ventos de Serra do Mel B S.A. (Serra do Mel)	Serra do Mel/RN	Controle e gestão de participações	68,84	Copel GeT
			31,16	Brownfield
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (FDA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Eol Potiguar B61 SPE S.A. (b)	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Eol Potiguar B141 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B142 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B143 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel

(a) Em 19.05.2022 foi concedido pela CVM o registro da Copel DIS como companhia de capital aberto na categoria "B".

(b) Empreendimento eólico com 99,99992% da Copel GeT e 0,00008% da Brownfield.

Complexo Eólico Vilas

Em 30.11.2021 a Companhia concluiu a aquisição de 100% do Complexo Eólico Vilas e mensurou, preliminarmente, o valor justo dos ativos identificados adquiridos e os passivos assumidos na data da aquisição.

Em 30.09.2022, os valores provisórios da combinação de negócios foram revisados. O quadro a seguir apresenta o valor justo dos ativos líquidos adquiridos atualizado após os ajustes finais da combinação de negócios:

	Valor contábil ajustado (a)	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	901.059	301.102	1.202.161
Caixa e equivalentes	76.350	-	76.350
Títulos e valores mobiliários	13.236	-	13.236
Clientes	23.585	-	23.585
Outros créditos	341	-	341
Imposto de renda e contribuição social	476	-	476
Outros tributos a recuperar	64	-	64
Despesas antecipadas	24	-	24
Imobilizado	754.557	-	754.557
Intangível	10.275	301.102	311.377
Direito de uso de ativos	22.151	-	22.151
Passivos assumidos	605.893	102.375	708.268
Fornecedores	11.229	-	11.229
Imposto de renda e contribuição social	117	-	117
Outras obrigações fiscais	2.905	-	2.905
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.191	102.375	105.566
Empréstimos e financiamentos	539.671	-	539.671
Passivo de arrendamento	22.379	-	22.379
Outras contas a pagar	26.401	-	26.401
Ativos líquidos adquiridos	295.166	198.727	493.893

(a) Valor contábil das investidas ajustado às práticas da Companhia antes da alocação do valor justo na combinação de negócios.

O quadro a seguir apresenta a variação dos valores em relação aos registros preliminares efetuados em 30.11.2021 e os valores finais atualizados em 31.12.2022:

	Valores preliminares	Ajuste	Valores finais
Valor da contraprestação	597.684	(1.416)	596.268
(-) Valor justo dos ativos líquidos adquiridos	503.463	(9.570)	493.893
Ágio técnico	94.221	8.154	102.375

A revisão dos valores provisórios da combinação de negócios teve reflexo na mensuração da mais valia e do ágio técnico no total de R\$ 8.154. Considerando que o ajustes não são relevantes nas Demonstrações Financeiras, sem impacto no resultado da Companhia, os saldos de 31.12.2021 não estão sendo reapresentados. Do total pago pela operação, R\$ 578.236 foram desembolsados em novembro de 2021 e o saldo remanescente, de R\$ 18.031, durante o exercício de 2022.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A. (a)	Curitiba/PR	Participação em sociedades	49,0	Copel
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Jundiaí/SP	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Holding de 6 SPEs que atuam no ramo de geração distribuída (usinas fotovoltaicas): Pharma Solar II, Pharma Solar III, Pharma Solar IV, em operação comercial, e Bandeirantes Solar I, Bandeirantes Solar II e Bandeirantes Solar III, em fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,03	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

A Companhia possui participação em algumas operações em conjunto. Os dois empreendimentos relevantes, com valores registrados no imobilizado da Companhia, estão apresentados na NE nº 16.3.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Santa Clara		10.05.2040
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I		19.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	21.09.2037
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60.9% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2054
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(a) Subsidiária integral da Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

Usina Hidrelétrica - UHE
 Pequena Central Hidrelétrica - PCH
 Usina Termelétrica - UTE
 Usina Eólielétrica - EOL

2.1.1 Compagas

A Compagas tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, com vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994, prorrogado por igual período contado da data de vencimento do prazo original, com fundamento no artigo 16 da Lei Complementar Estadual nº 205/2017, de modo que a vigência final do contrato passou para 06.07.2054.

Entre os principais quesitos presentes na renovação da concessão estão: adoção do modelo regulatório *price-cap* (tarifa teto); remuneração com base no custo médio ponderado de capital (WACC), inicialmente de 9,125% a.a.; definição da Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL) inicial contemplando os bens não amortizados na atual concessão, o bônus de outorga, compensados com passivos regulatórios; Capex total estimado de R\$ 2,5 bilhões a ser realizado ao longo de 30 anos; reajuste tarifário com base nas variações do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

O novo contrato foi assinado em 26.12.2022 e a prorrogação da concessão foi realizada mediante pagamento de bonificação de outorga no montante de R\$ 508.000 por meio de compensação de créditos da concessionária referentes ao contrato de concessão anterior no valor de R\$ 98.000 e com desembolso financeiro de R\$ 410.000 em dezembro de 2022.

Em decorrência deste processo, o saldo de contas a receber vinculadas a concessão foi transferido para o intangível, onde também foi registrada a contrapartida pela bonificação da outorga, conforme demonstrado nas NEs nºs 9.2 e 17.3.

2.2 Contratos de Concessão/Autorização da Copel GeT e das suas participações societárias

Copel GeT	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	27.05.2047	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	30.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	06.12.2050	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçú	30	03.12.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	27.01.2027	
UHE Chaminé	100	02.08.2028	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	21.06.2032	
UHE Cavernoso	100	23.06.2033	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 34.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 34.2.6)	100	24.07.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	25.09.2032	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	20.03.2033	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana	100	21.07.2028	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas			
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)			
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20,3% da Copel)	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	15.08.2032
PCH Bela Vista (NE nº 16.5.1)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 34.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 - EOL Vila Maranhão I	100	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 - EOL Vila Maranhão II	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 - EOL Vila Maranhão III	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 - EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100	06.12.2054
Ventos de Vila Paraíba IV SPE S.A.	Portaria nº 10/2019 - EOL Vila Ceará I	100	14.01.2054

Copel GeT	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(a)
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilha III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau	100	07.04.2046	2026
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza			
LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba			
SE Medianeira 230/138 kV			
SE Curitiba Centro 230/138 kV			
SE Andirá Leste 230/138 kV			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012:	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama		
	SE Umuarama 230/138 kV		
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012:	49	10.05.2042
	LT 230 kV Umuarama - Guaíra		
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte		
	SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV		
	SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV		
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012:	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste		
	SE Curitiba Leste 525/230 kV		
Integração Maranhense Matrinchã Transmissora	Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
	Contrato nº 012/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Paranaíta - Cláudia		
	LT 500 kV Cláudia - Paranatinga		
	LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho		
	SE Paranaíta 500 kV		
	SE Cláudia 500 kV		
	SE Paranatinga 500 kV		
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte		
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II		
	SE Marimbondo II 500 kV		
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013:	24,5	02.05.2043
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas		
	LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia		
	LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014:	50,1	14.05.2044
	LT 500 kV Itatiba - Bateias		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba		
	LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias		
	SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV		
	SE Itatiba 500 kV		
	SE Fernão Dias 500/440 kV		
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT 500 kV Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035

(a) Não passam por revisão tarifária e a RAP reduz para 50% no 16º ano.

3 Base de Preparação

As demonstrações financeiras individuais da Controladora e as demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (*International Financial Reporting Standards* - IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

A Diretoria declara que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 21.03.2023.

3.1 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em real, que é a moeda funcional da Companhia. As informações financeiras foram arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção de determinados instrumentos financeiros e investimentos, conforme descrito nas respectivas práticas contábeis e notas explicativas.

3.3 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

3.3.1 Julgamentos

A seguir estão apresentadas as notas explicativas que contém informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis com efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas:

- NEs nºs 4.1 e 15 - Base de consolidação e Investimentos: avaliação sobre a existência de controle e influência significativa;
- NE nº 4.2 - Instrumentos financeiros: definição da categoria dos instrumentos financeiros.

3.3.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

A seguir estão apresentadas as notas explicativas que contém informações sobre as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas com uma possibilidade razoável de levar a ajustes significativos nos valores dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro:

- NEs nºs 4.3 e 8 - Ativos e passivos financeiros setoriais: previsão de valores que serão contemplados no processo de revisão tarifária;
- NEs nºs 4.4 e 9 - Contas a receber vinculadas à concessão: previsão dos fluxos de caixa e do saldo indenizável dos contratos de concessão;
- NEs nºs 4.5 e 10 - Ativos de contrato: definição da taxa de remuneração dos contratos, alocação do preço às obrigações de performance e previsão dos fluxos de caixas.;
- NEs nºs 4.8 e 16 - Imobilizado: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.9 e 17 - Intangível: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.10.1 e 7.3 - Perdas de crédito esperadas: estimativa de valores que não serão recebidos;
- NEs nºs 4.10.2 e 16.4 - Redução ao valor recuperável de ativos: definição de premissas, determinação da taxa de desconto e previsão dos fluxos de caixa;
- NEs nºs 4.11 e 28 - Provisões para litígios e passivos contingentes: estimativa de perdas em processos judiciais;
- NEs nºs 4.11 e 12.2.1 - Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins: avaliação dos montantes que podem ser exigidos para devolução aos consumidores;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita: estimativa de valores não faturados e de margem de construção;
- NE nº 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: previsão de valores que serão faturados pela CCEE;
- NE nº 4.15 - Instrumentos financeiros derivativos: marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia;
- NEs nºs 4.16.2 e 12.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos: previsão de lucros tributáveis futuros;
- NEs nºs 4.17 e 22 - Benefícios pós-emprego: premissas atuariais para avaliação dos planos previdenciários e assistenciais;
- NEs nºs 4.18 e 26 - Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos: definição da taxa de juros para os contratos.

3.4 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individual ou coletivamente, possam levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional.

As principais bases de julgamento utilizadas para tal conclusão são: (i) principais atividades decorrentes de concessões de longo prazo; (ii) patrimônio líquido expressivo (iii) forte geração de caixa operacional, inclusive com capacidade financeira para quitação de compromissos assumidos junto a instituições financeiras; (iv) série histórica de lucros nos últimos exercícios sociais; e (v) cumprimento dos objetivos e metas estabelecidos no Planejamento Estratégico da Companhia, o qual é aprovado pela Administração, acompanhado e revisado periodicamente, buscando a perenidade de suas atividades.

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Base de consolidação

4.1.1 Método de equivalência patrimonial

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras com base no método de equivalência patrimonial.

Conforme esse método, os investimentos são inicialmente registrados pelo valor de custo e o seu valor contábil é aumentado ou diminuído pelo reconhecimento da participação da investidora no lucro, no prejuízo e em outros resultados abrangentes gerados pelas investidas, após a aquisição. Esse método deve ser descontinuado a partir da data em que o investimento deixar de se qualificar como controlada, empreendimento controlado em conjunto ou coligada.

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

Quando necessário, para cálculo das equivalências patrimoniais, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis às da Controladora.

4.1.2 Controladas

As controladas são as entidades em que a investidora está exposta a, ou tem direito sobre, os retornos variáveis advindos de seu envolvimento com elas e tem a habilidade de afetar esses retornos exercendo seu poder sobre as entidades.

As demonstrações financeiras das controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que deixa de existir.

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados. Os saldos das transações entre operações continuadas e operações descontinuadas também são integralmente eliminados no balanço consolidado.

4.1.3 Participação de acionistas não controladores

A participação de acionistas não controladores é apresentada no patrimônio líquido, separadamente do patrimônio líquido atribuível aos acionistas da Controladora. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Controladora, ainda que isso resulte em que as participações de acionistas não controladores tenham saldo deficitário.

4.1.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

Os empreendimentos controlados em conjunto são as entidades em que a investidora, vinculada a um acordo, não exerce individualmente o poder de decisões financeiras e operacionais, independentemente do percentual de participação no capital votante.

As coligadas são as entidades sobre as quais a investidora tem influência significativa, mas não o controle.

Quando a participação nos prejuízos de um empreendimento controlado em conjunto ou de uma coligada se igualar ou exceder o saldo contábil de sua participação na investida, a investidora deve descontinuar o reconhecimento de sua participação em perdas futuras. Perdas adicionais serão consideradas, e um passivo reconhecido, somente se a investidora incorrer em obrigações legais ou construtivas (não formalizadas) ou efetuar pagamentos em nome da investida. Se a investida subsequentemente apurar lucros, a investidora deve retomar o reconhecimento de sua participação nesses lucros somente após o ponto em que a parte que lhe cabe nesses lucros posteriores se igualar à sua participação nas perdas não reconhecidas.

4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

Operação em conjunto é um negócio em conjunto segundo o qual as partes integrantes que detêm o controle conjunto do negócio têm direitos sobre os ativos e têm obrigações pelos passivos relacionados ao negócio.

As operações em conjunto são contabilizadas na proporção de cota-parte de ativos, passivos e resultado, na empresa que detém a participação.

4.1.6 Combinação de negócios

A análise da aquisição é feita caso a caso para determinar se a transação representa uma combinação de negócios ou uma compra de ativos. Transações entre empresas sob controle comum não configuram uma combinação de negócios.

Os ativos e passivos adquiridos em uma combinação de negócios são contabilizados utilizando o método de aquisição e são reconhecidos pelos seus respectivos valores justos na data de aquisição.

O excesso do custo de aquisição sobre o valor justo dos ativos líquidos adquiridos (ativos identificáveis adquiridos, líquidos dos passivos assumidos) é reconhecido como ágio (*goodwill*), no ativo intangível. Quando o valor gera um montante negativo, o ganho com compra vantajosa é reconhecido diretamente no resultado do exercício.

O valor pago que se refira especificamente a direito de concessão adquirido em combinação de negócios onde a entidade adquirida seja uma concessionária, cujo direito à concessão tenha prazo conhecido e definido, não se caracteriza como *goodwill*.

Nas aquisições de participação em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto, apesar de não configurarem uma combinação de negócios, os ativos líquidos adquiridos também são reconhecidos pelo valor justo. O ágio é apresentado no investimento.

4.2 Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo, a menos que seja um contas a receber de clientes sem um componente de financiamento significativo, acrescido, para um item não mensurado ao valor justo por meio do resultado, quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Um contas a receber de clientes sem um componente significativo de financiamento é mensurado inicialmente ao preço da operação.

Os valores justos são apurados com base em cotação no mercado, para os instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente de fluxos de caixa esperados, para aqueles que não tem cotação disponível no mercado.

Depois do reconhecimento inicial os ativos financeiros somente são reclassificados se a Companhia mudar o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros e esta reclassificação deve ocorrer de forma prospectiva.

A Companhia e suas controladas não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, exceto pelo ativo proveniente das Reduções Certificadas de Emissões - RECs da Elejor. A Companhia opera com instrumentos financeiros derivativos conforme descrito na NE nº 4.15.

Os instrumentos financeiros da Companhia são classificados e mensurados conforme descrito a seguir.

4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

Compreendem ativos financeiros mantidos para negociação, ativos financeiros designados no reconhecimento inicial ao valor justo por meio do resultado ou ativos financeiros a serem obrigatoriamente mensurados ao valor justo. Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda ou recompra no curto prazo. Ativos financeiros com fluxos de caixa que não sejam exclusivamente pagamentos do principal e juros são classificados e mensurados ao valor justo por meio do resultado, independentemente do modelo de negócios. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

São assim classificados e mensurados quando: (i) o ativo financeiro for mantido dentro de modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros com o fim de receber fluxos de caixa contratuais; e (ii) os termos contratuais do ativo financeiro derem origem, em datas especificadas, a fluxos de caixa que constituam, exclusivamente, pagamentos de principal e juros sobre o valor do principal em aberto.

4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

Os passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários pagos ou recebidos, que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

São os passivos financeiros designados dessa forma no reconhecimento inicial e os classificados como mantidos para negociação. São demonstrados ao valor justo e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado. Os ganhos ou as perdas líquidas reconhecidas no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro.

4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando esses direitos são transferidos em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos ou na qual a Companhia nem transfere nem mantém substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro e também não retém o controle sobre o ativo financeiro.

Os passivos financeiros somente são baixados quando as obrigações são extintas, canceladas ou liquidadas. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

4.3 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

A Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais com o objetivo de manter a neutralidade entre os valores faturados das tarifas dos consumidores, para cobertura dos custos de energia, de encargos e outros itens relacionados, e o previsto em cobertura tarifária, conforme termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, aprovado pelo Despacho Aneel nº 4.621/2014.

Os ativos e passivos financeiros setoriais líquidos são compostos por: a) Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA, que registra a variação entre os custos previstos e realizados de aquisição de energia elétrica, de transmissão e encargos setoriais; b) itens financeiros que correspondem a outros direitos e obrigações integrantes da tarifa.

Os valores são atualizados até o próximo reajuste/revisão tarifária e, após a homologação da Aneel, a nova tarifa é aplicada para o ano tarifário vigente, proporcionando cobrança ou devolução dos ativos e passivos constituídos, os quais passam a ser amortizados.

No caso de extinção da concessão por qualquer motivo, os valores residuais de itens da Conta de Compensação de Valores de itens da "Parcela A" - CVA e outros componentes financeiros, não repassados via tarifa, devem ser incorporados no cálculo da indenização, mantendo-se resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente.

4.4 Contas a receber vinculadas à concessão

Referem-se aos ativos financeiros das concessões com direito incondicional de receber caixa pela Companhia, garantido pelo Poder Concedente por cláusula contratual e legislação específica.

4.4.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

O contrato de concessão de distribuição de energia elétrica prevê que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e a outra parte é indenizada pelo Poder Concedente ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro, ativo de contrato no período da construção e de ativo intangível.

A parcela reconhecida como ativo financeiro refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Companhia pelos investimentos efetuados em infraestrutura, sem recuperação, por meio da tarifa.

Os fluxos de caixa vinculados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, e o valor justo é registrado com base na metodologia de custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão.

4.4.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

O contrato de concessão de distribuição de gás canalizado, prevê que parte dos investimentos efetuados pelo concessionário é remunerada pelos usuários do serviço público e outra parte é indenizada pelo Poder Concedente, o Estado do Paraná, ao final da concessão. Esse modelo prevê o reconhecimento de ativo financeiro, ativo de contrato no período da construção e de ativo intangível. O montante que não será amortizado dentro do prazo da concessão é apresentado como Contas a receber vinculadas a concessão e representa o valor a ser reembolsado à Companhia pelo poder concedente no final do prazo do contrato.

4.4.3 Bonificação pela outorga de contrato de concessão de geração em regime de cotas

O contrato de concessão de geração em regime de cotas prevê o pagamento de bonificação pela outorga ao Poder Concedente, nos termos do parágrafo 7º do artigo 8º da Lei nº 12.783/2013.

Esta bonificação é reconhecida como ativo financeiro por representar um direito incondicional de receber caixa, garantido pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão e sem risco de demanda.

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital (WACC na sigla em inglês) definido pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE na Resolução 2/2015, a qual está sendo apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

4.4.4 Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia operou e opera contratos de concessão de geração de energia elétrica que contém cláusulas de indenização da infraestrutura não depreciada, amortizada e/ou recebida durante o prazo da concessão. Após o vencimento, os saldos residuais dos ativos são transferidos para contas a receber vinculadas à concessão. Ao final de cada período de divulgação, a Administração avalia a recuperabilidade do ativo, remensurando seu fluxo de caixa com base em sua melhor estimativa.

4.5 Ativos de contrato

Representado pela construção em curso ou em serviço da infraestrutura delegada pelo Poder Concedente, condicionado ao recebimento da receita não somente pela passagem do tempo, mas após cumprir a obrigação de performance de manter e operar a infraestrutura.

4.5.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

Representa o direito contratual da concessionária relacionado às obras em construção para atendimento às necessidades da concessão, contabilizado ao custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Quando da entrada em operação os ativos são transferidos para o ativo intangível, no montante equivalente ao que será remunerado pelo usuário mediante pagamento de tarifa pelo uso dos serviços, ou para o contas a receber vinculados à concessão, no montante equivalente à parcela residual dos ativos não amortizados que serão revertidos ao poder concedente mediante indenização ao final da concessão.

4.5.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

Obras em curso para distribuição de gás canalizado as quais serão transferidas para o ativo intangível quando de sua entrada em operação e na medida em que é recebido o direito (autorização) de cobrar os usuários. O montante que não será amortizado dentro do prazo da concessão é transferido para Contas a receber vinculadas à concessão.

4.5.3 Concessão de transmissão de energia elétrica

Representa o saldo dos contratos de serviço público de transmissão de energia elétrica firmados com o Poder Concedente para construir, operar e manter as linhas e subestações de alta tensão dos centros de geração até os pontos de distribuição.

Durante a vigência do contrato de concessão a Companhia recebe, condicionado a sua *performance*, uma remuneração denominada Receita Anual Permitida - RAP que amortiza os investimentos realizados na construção da infraestrutura e também faz frente aos custos de operação e manutenção incorridos.

Após o início da operação comercial e na medida em que o serviço de operação e manutenção – O&M é prestado, a parte da RAP referente a receita de O&M é reconhecida no resultado ao valor justo, mensalmente, e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção, referente a remuneração dos ativos construídos. Este valor faturado após o cumprimento da performance de O&M é reclassificado para o ativo financeiro na rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

A Companhia estima sua receita na fase de construção a valor justo com base no custo orçado da obra e utilizado pela administração como parâmetro para o lance no leilão da concessão. A receita a valor justo é composta pelo custo orçado para todo período de construção acrescido da margem de construção, que representa o lucro suficiente para cobrir os gastos de gerenciamento e acompanhamento da obra.

A taxa de remuneração de cada concessão é determinada pela projeção do custo esperado, da margem de lucro sobre o custo na fase de construção e também da projeção da RAP a ser recebida, já líquida da estimativa da contraprestação variável (PV) e da parte da RAP da performance de O&M. Essa técnica de avaliação de valor justo pela abordagem de receita desconta o fluxo de caixa de todo o período da concessão, determinando no reconhecimento inicial a taxa implícita que zera o fluxo ao longo do tempo. Essa taxa de remuneração é fixada no momento inicial e não se altera durante a performance do contrato e representa a taxa de mercado vigente a época nas condições da negociação entre partes.

O ativo proveniente da construção da infraestrutura de transmissão é formado pelo reconhecimento da receita de construção, conforme o percentual completado da obra (NE nº 4.13), e por sua remuneração financeira (NE nº 4.12.2).

A Companhia reconhece os ganhos e perdas por eficiência ou ineficiência na construção da infraestrutura e em função de revisão tarifária periódica – RTP, quando incorridos, diretamente no resultado do exercício.

No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, este será recebido diretamente do Poder Concedente, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

Rede Básica do Sistema Existente – RBSE

Os saldos dos ativos RBSE são compostos por uma componente econômica, referente ao custo de capital dos ativos não depreciados em julho de 2017 e uma componente financeira, decorrente do direito pela Receita Anual Permitida - RAP do Contrato de concessão nº 060/2001 não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017, acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios.

4.6 Contas a pagar vinculadas à concessão

Referem-se aos valores estabelecidos no contrato de concessão relacionados ao direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica (concessão onerosa), cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP. O registro inicial da obrigação é feito na data da assinatura do contrato de concessão e corresponde ao valor presente do fluxo de caixa dos pagamentos futuros. Posteriormente, é atualizado pelo método da taxa de juros efetiva e reduzido pelos pagamentos contratados.

4.7 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do ativo de contrato)

Os materiais no almoxarifado, classificados no ativo circulante, e aqueles destinados a investimentos, classificados no ativo imobilizado e no ativo de contrato, estão registrados pelo custo médio de aquisição. Os valores contabilizados não excedem seus valores de realização.

4.8 Imobilizado

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público de geração de energia elétrica são depreciados pelo método linear com base nas taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela Aneel, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão. No entanto, os bens vinculados aos contratos de uso de bem público sob o regime de produtor independente de energia elétrica são depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil, que é revisada anualmente e ajustada, caso necessário.

Os custos diretamente atribuídos às obras, bem como os juros e encargos financeiros relativos a empréstimos tomados com terceiros durante o período de construção, são registrados no ativo imobilizado em curso, desde que seja provável que resultem em benefícios econômicos futuros para a empresa.

4.9 Intangível

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

4.9.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica e de gás canalizado

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica e de gás canalizado cujo contrato prevê pagamentos à União a título de Uso do Bem Público – UBP e/ou Bônus de Outorga.

O montante é reconhecido pelo valor presente das saídas de caixa futuras no período de vigência do contrato de concessão. Na data de início da operação comercial ou da aquisição do direito de exploração do empreendimento, o montante apresentado é fixado e amortizado durante o período da concessão.

4.9.2 Repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor - GSF*)

Ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015 e alterações posteriores, proveniente do valor recuperado do custo com o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (GSF). O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente até o final do novo prazo de concessão.

4.9.3 Concessão de distribuição de energia elétrica

Compreende o direito de exploração da infraestrutura, construída ou adquirida sob o regime de concessão do serviço público de energia elétrica, e de cobrar dos usuários o serviço público prestado.

É reconhecido pelo custo de aquisição, incluídos os custos de empréstimos, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. A amortização desse intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos, com expectativa de amortização durante o prazo da concessão.

Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE 4.5).

4.9.4 Concessão de distribuição de gás canalizado

Ativo intangível para a prestação dos serviços de distribuição de gás, que corresponde ao direito de cobrar dos usuários pelo fornecimento de gás.

Esse ativo intangível é avaliado inicialmente pelo custo de aquisição, inclusive juros e demais encargos financeiros capitalizados. Nesse ativo é aplicado o método de amortização linear definida com base na avaliação da vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

Durante a fase de construção da infraestrutura os custos são classificados como ativos de contrato (NE 4.5).

4.9.5 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados pelo custo de aquisição, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumulado. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

4.9.6 Baixa de ativos intangíveis

Um ativo intangível é baixado na alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso ou da alienação. Os ganhos ou as perdas resultantes da alienação de um ativo intangível são reconhecidos no resultado, mensurados com a diferença entre as receitas líquidas da alienação e o valor contábil do ativo.

4.10 Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.10.1 Ativos financeiros

As estimativas para perdas com ativos financeiros são baseadas em premissas sobre o risco de inadimplência, nas condições existentes de mercado e nas estimativas futuras ao final de cada exercício.

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 / CPC 48 para a mensuração de perdas de crédito esperadas para toda existência dos ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, considerando uma estimativa para perdas esperadas para todas as contas a receber de clientes, agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito, situação de vínculo, número de dias de atraso, no montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos, baseado em critérios específicos do histórico de pagamento, das ações de cobrança realizadas para a recuperação do crédito e a relevância do valor devido na carteira de recebíveis.

As contas a receber de clientes são baixadas quando não há expectativa razoável de recuperação. Os indícios para isso incluem, entre outras coisas, a incapacidade do devedor de participar de um plano de renegociação de sua dívida com a Companhia ou de realizar pagamentos contratuais de dívidas vencidas.

4.10.2 Ativos não financeiros

Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor de preço líquido de venda do ativo, essa perda é reconhecida no resultado do exercício.

Para fins de avaliação da redução ao valor recuperável, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (Unidades Geradoras de Caixa - UGC).

O valor estimado das perdas para redução ao valor recuperável sobre os ativos não financeiros é revisado para a análise de possível reversão na data de apresentação das demonstrações financeiras; em caso de reversão de perda de exercícios anteriores, esta é reconhecida no resultado do exercício corrente.

Os ativos provenientes da concessão onerosa e direitos de concessão e/ou autorização de geração de energia elétrica, classificados como ativos intangíveis, têm seu valor recuperável testado juntamente com os demais ativos daquela unidade geradora de caixa.

O valor recuperável de ativos de contrato na sua fase de formação é testado no momento de sua mensuração, em decorrência principalmente da utilização da taxa efetiva de juros fixada no início do projeto e levada até o final do fluxo de caixa da concessão. Após o início da operação comercial a parte da receita faturada é testada no contas a receber de clientes e a parte a receber condicionada a cumprir a obrigação de *performance* de manter e operar a infraestrutura, a Companhia não apresenta histórico e nem expectativa de perdas, pois são garantidas por estruturas de fianças, pelo rateio compartilhado de eventual inadimplência entre os demais integrantes do sistema interligado nacional gerido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e pela regulamentação do setor.

4.11 Provisões

Uma provisão é reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal, formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, (ii) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e (iii) possa ser feita estimativa confiável do valor da obrigação.

As estimativas de desfechos e de efeitos financeiros são determinadas pelo julgamento da Administração, complementado pela experiência de transações semelhantes e, em alguns casos, por relatórios de peritos independentes.

A provisão para custos ou obrigações socioambientais é registrada à medida que são assumidas as obrigações formais com os órgãos reguladores ou que a Administração tenha conhecimento de potencial risco relacionado às questões socioambientais, cujos desembolsos de caixa sejam considerados prováveis e seus valores possam ser estimados. Durante a fase de implantação do empreendimento, os valores provisionados são registrados em contrapartida ao ativo imobilizado (geração), custo de construção (transmissão) ou ativos de contrato (distribuição). No momento do início das operações dos empreendimentos, todos os custos incluídos na Licença de Operação, cujos programas serão executados durante a concessão e o respectivo desembolso ainda não ocorreu, são mensurados e ajustados a valor presente de acordo com o fluxo de caixa estimado de desembolsos e registrados como provisões socioambientais em contrapartida ao ativo relacionado ao empreendimento, sendo ajustados periodicamente.

Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridas com programas socioambientais não provisionados relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são analisados de acordo com a sua natureza e são registrados diretamente no resultado do exercício, exceto os custos ou despesas para renovação das licenças, que são registrados como ativo intangível e amortizado pelo prazo da vigência da licença.

4.12 Reconhecimento da receita

4.12.1 Receita de contratos com clientes

A receita é mensurada com base na contraprestação que a Companhia espera receber em um contrato com o cliente, líquida de qualquer contraprestação variável. A Companhia reconhece receitas quando transfere o controle do produto ou serviço ao cliente e quando for provável o recebimento da contraprestação considerando a capacidade e a intenção do cliente de pagar a contraprestação quando devida. A receita operacional da Companhia é proveniente, principalmente, do suprimento e fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica.

A receita proveniente do suprimento de energia elétrica é reconhecida mensalmente com base nos dados para faturamento que são apurados pelos MW médios de energia elétrica contratada, e declarados junto a CCEE. Quando as informações não estão disponíveis, a Companhia, por meio de suas áreas técnicas, estima a receita considerando as regras dos contratos, a estimativa de preço e o volume fornecido.

Para as empresas de geração eólica sujeitas a montantes mínimos de geração, a Companhia entende que está sujeita a contraprestação variável, e por esta razão, constitui provisão pela não *performance* com base nas estimativas de geração anual, deduzindo da receita.

A receita proveniente do fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica é reconhecida mensalmente com base na energia medida e efetivamente faturada. Além disso, a Companhia registra a receita não faturada, calculada entre a data da última leitura e o encerramento do mês, por estimativa, com base na média do último faturamento. No contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica estão previstas compensações de não *performance* de indicadores de qualidade que, quando incorridas, são contabilizadas em conta redutora da receita de disponibilidade da rede elétrica.

4.12.2 Receita de juros

A receita de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros calculados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

Em relação ao ativo de contrato da concessão de transmissão de energia elétrica é reconhecida receita de remuneração financeira utilizando a taxa de remuneração implícita fixada no início de cada projeto, a qual é apresentada na demonstração do resultado como receita operacional de acordo com o modelo de negócios da Companhia.

4.13 Receita de construção e custo de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e de distribuição de gás são reconhecidas ao longo do tempo com base no estágio de conclusão da obra.

Os respectivos custos são reconhecidos quando incorridos, na demonstração do resultado do exercício, como custo de construção.

Considerando que a Copel DIS e a Compagas terceirizam a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas, por meio de obras realizadas em curto prazo, a margem de construção para as atividades de distribuição de energia e de gás resulta em valores não significativos, o que leva ao não reconhecimento deste valor na receita de construção.

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão relativa aos exercícios de 2022 e de 2021 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.14 Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE são reconhecidos pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto das sobras ou déficits de energia contabilizadas em determinado mês, pelo PLD - Preço de Liquidação das Diferenças correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

4.15 Instrumentos financeiros derivativos

4.15.1 Operações de compra e venda de energia

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia e parte de seus contratos são designados e classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados a valor justo por meio do resultado.

Os ganhos ou perdas líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado destes contratos (diferença entre os preços contratados e os de mercado) são registrados como receita operacional ou custo operacional no resultado do exercício.

4.15.2 Operações de compra a termo de moeda

Além disso, a Companhia opera com contratos de compra a termo de moeda (“Non Deliverable Forward - NDF”), que visam exclusivamente à proteção contra riscos cambiais associados aos fluxos de caixa dos aportes de capital nas controladas, quando refletem compras de equipamentos projetados em moedas estrangeiras. São mensurados ao seu valor justo, com as variações registradas no resultado do exercício. O valor justo é calculado com base nas informações de cada operação contratada e nas respectivas informações de mercado nas datas de encerramento das demonstrações financeiras.

4.16 Tributos

4.16.1 Imposto de renda e contribuição social

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social calculados com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado) de cada entidade tributável e às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente, 15%, acrescidos de 10% sobre o que exceder R\$ 240 anuais, para o imposto de renda, e 9% para a contribuição social.

O prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social são compensáveis com lucros tributáveis futuros, observado o limite de 30% do lucro tributável no período, não estando sujeitos a prazo prescricional.

4.16.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia, baseada em seu histórico de rentabilidade e na expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, fundamentada em suas projeções internas elaboradas para prazos razoáveis aos seus negócios de atuação, constitui crédito fiscal diferido sobre as diferenças temporárias das bases de cálculo dos tributos e sobre prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são aplicados sobre as diferenças entre os ativos e passivos reconhecidos para fins fiscais e os correspondentes valores apropriados nas demonstrações financeiras, os quais são reconhecidos somente na medida em que seja provável que exista lucro tributável, para o qual as diferenças temporárias possam ser utilizadas e os prejuízos fiscais, compensados.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja 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 a tributação.

4.16.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

As receitas de vendas e de serviços estão sujeitas à tributação pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e Imposto sobre Serviços - ISS das alíquotas vigentes, assim como à tributação pelo Programa de Integração Social - PIS e pela Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - Cofins. Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da Cofins são apresentados deduzidos dos custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições de bens são apresentados deduzido do custo de aquisição dos respectivos ativos. As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou no não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

4.17 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e Plano Assistencial (assistência médica e odontológica) para seus empregados ativos e seus dependentes legais. Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são avaliados anualmente por atuário independente, com a data base que coincide com o encerramento do exercício. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com o atuário independente e aprovadas pela Administração.

Os ativos dos planos de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado) pela companhia. O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano. A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

São utilizadas outras premissas atuariais que levam em conta tabelas biométricas e econômicas, além de dados históricos dos planos de benefícios, obtidos da Fundação Copel de Previdência e Assistência, entidade que administra estes planos.

Ganhos ou perdas atuariais motivados por alterações de premissas e/ou ajustes atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes.

4.18 Direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos

Quando da celebração de um contrato de arrendamento, o direito de uso de ativos é registrado a valor presente, em contrapartida de um passivo de arrendamento de mesmo valor, exceto para contratos que atendam critérios de isenção da norma contábil (arrendamentos de curto prazo, de baixo valor ou que preveem remuneração variável). Após a mensuração inicial, a amortização do ativo de direito de uso é contabilizada no resultado operacional e os juros do passivo de arrendamento no resultado financeiro. Para definição da taxa de juros, a Companhia utiliza como base a taxa nominal praticada na última captação de recursos do grupo Copel, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas.

4.19 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é demonstração prevista ou obrigatória conforme as IFRS.

4.20 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2022

A partir de 1º.01.2022 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 25 / IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso;
- (ii) CPC 27 / IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido;
- (iii) CPC 15 / IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual;
- (iv) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2018 - 2020: compreendem modificações no CPC 37 / IFRS 1, CPC 48 / IFRS 9, IFRS 16/ CPC 06 e CPC 29 / IAS 41.

4.21 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir dos exercícios seguintes estarão vigentes as alterações abaixo:

- (i) CPC 26 / IAS 1 e expediente prático 2 do IFRS: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes e alteração nas divulgações de políticas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (ii) CPC 50 / IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao CPC 11 / IFRS 4 (a partir de 1º.01.2023);
- (iii) CPC 23 / IAS 8: atualização das definições de estimativas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (iv) CPC 32 / IAS 12: alterações no tratamento do imposto diferido relacionado a ativos e passivos resultantes de uma única transação (a partir de 1º.01.2023);
- (v) CPC 06 / IFRS 16 – Arrendamentos: alterações relacionadas a operações de “*sale and leaseback*” (a partir de 1º.01.2024);
- (vi) CPC 36 / IFRS 10 e CPC 18 / IAS 28: alterações relacionadas a venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou joint venture (sem data de vigência definida).

A Companhia não tem expectativa de impactos significativos nas demonstrações financeiras decorrentes destas alterações de normas.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e bancos conta movimento	173	163	222.641	231.372
Aplicações financeiras de liquidez imediata	199.704	625.889	2.455.816	3.241.473
	199.877	626.052	2.678.457	3.472.845

Compreendem numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos líquidos de imposto de renda auferidos até a data de encerramento do período e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a Operações Compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações, dependendo da incidência de IOF e do prazo de liquidez negociado no momento da contratação, são remuneradas entre 94,0% e 102% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 3 a 55 meses a partir do final do exercício.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	93	91	353.454	284.852
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 101% do CDI	-	-	77.602	61.635
Letras do Tesouro Nacional - LTN	10,92% a.a.	-	-	-	14.571
		93	91	431.056	361.058
	Circulante	93	91	93	16.121
	Não circulante	-	-	430.963	344.937

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

(a) Tratam-se, em sua maioria, de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2022	Saldo 31.12.2021
Consumidores					
Residencial	312.468	172.243	28.385	513.096	858.070
Industrial	115.555	17.612	45.689	178.856	329.910
Comercial	194.959	41.274	24.027	260.260	442.902
Rural	78.099	20.194	3.352	101.645	151.459
Poder público	36.506	2.200	401	39.107	58.532
Iluminação pública	28.140	188	-	28.328	55.943
Serviço público	37.698	952	643	39.293	62.350
Fornecimento não faturado - cativos	462.426	-	-	462.426	948.418
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	289.821	43.230	70.467	403.518	343.667
Subsídio baixa renda	28.342	-	-	28.342	17.712
Consumidores livres	202.525	2.396	3.710	208.631	174.495
Outros créditos	64.835	24.866	24.489	114.190	157.526
Bônus por redução voluntária de consumo (7.4)	(2.754)	-	-	(2.754)	(134.890)
	1.848.620	325.155	201.163	2.374.938	3.466.094
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	276.448	1.400	300	278.148	210.632
Contratos regulados	196.603	3.148	5.319	205.070	223.237
CCEE (7.2)	76.962	-	119.665	196.627	467.529
Suprimento de energia elétrica	550.013	4.548	125.284	679.845	901.398
Encargos de uso da rede elétrica	508.242	8.499	13.518	530.259	362.070
Distribuição de gás	123.839	3.440	11.491	138.770	90.465
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(21.001)	(19.893)	(231.049)	(271.943)	(304.601)
	3.009.713	321.749	120.407	3.451.869	4.515.426
				Circulante	4.433.193
				Não circulante	82.233

7.1 Parcelamento de débitos - cativos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2022, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto de 1,10% a.m. (1,16% a.m. em 31.12.2021).

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Saldo a receber proveniente de posição positiva na liquidação mensal do mercado de curto prazo centralizado pela CCEE. Os valores são recebidos no segundo mês subsequente ao reconhecimento da receita ou são compensados com liquidações futuras quando o resultado apresentar posição negativa para a controlada.

Do total apresentado, R\$ 119.665 se referem à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Foram registradas perdas de crédito

esperadas no mesmo valor do saldo a receber, conforme demonstrado na NE nº 7.3.

A Copel GeT protocolou pedido administrativo do excludente de responsabilidade na Aneel, que foi negado, e subsequentemente, em 18.12.2017, impetrou ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da agência. Em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu a antecipação de tutela recursal requerida no Agravo de Instrumento para conceder a liminar para suspender a exigência de quaisquer ônus ou imputação de penalidade à Copel em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma original do Contrato de Concessão, até o julgamento definitivo. Foi interposto Agravo interno pela Aneel desta decisão e aguarda julgamento pelo Tribunal Regional Federal. A ação principal aguarda seu julgamento de mérito desde 25.02.2019.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios. Para os períodos em atraso o contrato foi cumprido e, em virtude do não julgamento do mérito da ação, a Companhia reconheceu a receita se limitando às cláusulas econômicas do contrato e às regras regulatórias, bem como ao custo da energia para cobertura do lastro contratual.

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.12.2021	Adições / (reversões)	Perdas(b)	Saldo em 31.12.2022
Consumidores								
Residencial	47.396	117.928	(115.056)	-	50.268	112.457	(100.199)	62.526
Industrial	88.866	20.413	(66.848)	-	42.431	(12.993)	3.398	32.836
Comercial	68.723	35.628	(46.057)	-	58.294	22.510	(48.764)	32.040
Rural	3.937	6.407	(7.384)	-	2.960	4.327	(3.460)	3.827
Poder público	3.084	184	(2.887)	-	381	116	39	536
Iluminação pública	8	11	(8)	-	11	7	-	18
Serviço público	143	(16)	(154)	-	(27)	2.254	(277)	1.950
Não faturado - cativos	1.589	885	-	-	2.474	(1.487)	-	987
Ajuste a valor presente	(650)	(854)	-	-	(1.504)	(1.146)	-	(2.650)
	213.096	180.586	(238.394)	-	155.288	126.045	(149.263)	132.070
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	20.533	1.224	(1.994)	-	19.763	(5.353)	(4.583)	9.827
	140.198	1.224	(1.994)	-	139.428	(5.353)	(4.583)	129.492
Telecomunicações	-	3.042	(3.153)	111	-	-	-	-
Distribuição de gás	12.257	(2.611)	239	-	9.885	1.064	(568)	10.381
	365.551	182.241	(243.302)	111	304.601	121.756	(154.414)	271.943

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

(b) Perdas líquidas de saldo de faturas recuperadas.

7.4 Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica

Saldo do bônus concedido aos consumidores elegíveis ao Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, como parte das ações governamentais para combate à crise hídrica de 2021, correspondente ao total da energia economizada entre setembro e dezembro de 2021. A Companhia registrou, em 31.12.2021, um crédito de R\$ 134.890 referente ao valor a devolver aos clientes, em contrapartida de um crédito a receber da CCEE (NE nº 11). Em 31.12.2022, ainda restam R\$ 2.754 a devolver aos consumidores e R\$ 2.917 a serem reembolsados pela CCEE.

8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais compreendem as diferenças apuradas entre os saldos considerados na cobertura tarifária para cobrir os custos de energia, encargos e outros componentes financeiros, e os custos reais incorridos, resultando em um saldo a receber pela distribuidora ou a ressarcir para os consumidores. O saldo atual é constituído por valores homologados pela Aneel no reajuste tarifário 2022 e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 31.12.2022
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	1.286.966	344.732	(914.566)	102.517	-	-	819.649
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(475.842)	(540.360)	429.160	(36.149)	41.132	-	(582.059)
Transporte de energia pela rede básica	180.521	213.107	(152.329)	12.467	-	-	253.766
Transporte de energia comprada de Itaipu	14.018	8.125	(11.823)	386	-	-	10.706
ESS	531.280	417.465	(324.194)	46.467	(443.689)	-	227.329
CDE	(18.786)	392.608	(201.781)	28.452	-	-	200.493
Proinfra	10.501	77.631	(53.235)	7.181	-	-	42.078
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (8.2)	(337.350)	-	1.164.877	-	-	(1.593.100)	(765.573)
Neutralidade	81.177	94.338	(81.461)	4.544	-	-	98.598
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(184)	(239)	385	(148)	-	-	(186)
Risco hidrológico	(604.152)	(463.625)	570.582	(27.611)	-	-	(524.806)
Devoluções tarifárias	(198.997)	(66.898)	101.685	(11.250)	-	-	(175.460)
Sobrecontratação	(78.596)	522.321	53.319	15.420	(76.140)	-	436.324
Bônus Itaipu	(26.451)	46.915	(6.240)	(4.568)	-	(4.713)	4.943
Conta escassez hídrica (8.1)	-	-	76.949	(2.293)	-	(145.844)	(71.188)
CDE Eletrobras (8.2)	-	165.214	-	(13.803)	-	(335.511)	(184.100)
Outros	110.196	86.068	(100.867)	13.933	-	(1.701)	107.629
	474.301	1.297.402	550.461	135.545	(478.697)	(2.080.869)	(101.857)
Ativo circulante	383.740						190.699
Ativo não circulante	383.740						190.699
Passivo circulante	(139.770)						(433.914)
Passivo não circulante	(153.409)						(49.341)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 31.12.2021
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	463.176	1.133.849	(348.804)	38.745	-	-	1.286.966
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(100.053)	640.205	128.545	(1.303)	(1.143.236)	-	(475.842)
Transporte de energia pela rede básica	176.877	164.203	(170.538)	9.979	-	-	180.521
Transporte de energia comprada de Itaipu	19.746	10.933	(17.746)	1.085	-	-	14.018
ESS	19.131	728.954	(23.429)	2.374	(195.750)	-	531.280
CDE	(1.872)	22.765	(41.260)	1.581	-	-	(18.786)
Proinfra	(145)	22.155	(11.812)	303	-	-	10.501
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins	-	-	364.650	-	-	(702.000)	(337.350)
Neutralidade	77.265	60.608	(57.925)	1.229	-	-	81.177
Compensação acordos bilaterais CCEAR	36.395	(383)	(36.196)	-	-	-	(184)
Risco hidrológico	(474.111)	(562.663)	443.644	(11.022)	-	-	(604.152)
Devoluções tarifárias	(193.669)	(97.684)	100.956	(8.600)	-	-	(198.997)
Sobrecontratação	130.677	(99.743)	(23.230)	(2.220)	(84.080)	-	(78.596)
Bônus Itaipu	-	60.065	-	220	-	(86.736)	(26.451)
Outros	4.804	89.875	22.330	(213)	-	(6.600)	110.196
	158.221	2.173.139	329.185	32.158	(1.423.066)	(795.336)	474.301
Ativo circulante	173.465						383.740
Ativo não circulante	173.465						383.740
Passivo circulante	(188.709)						(139.770)
Passivo não circulante	-						(153.409)

8.1 Conta escassez hídrica

Diante da situação de escassez hídrica em 2021, uma das medidas governamentais destinadas para amenizar os impactos financeiros no setor elétrico foi a contratação de operação financeira para cobrir os custos adicionais temporariamente assumidos pelas distribuidoras no período (Decreto nº 10.939/2022). Os recursos foram alocados na Conta Escassez Hídrica (Resolução Normativa nº 1.008/2022 da Aneel). Em 09.05.2022 a Copel DIS recebeu o montante de R\$ 145.844, reconhecido como um componente financeiro no processo de reajuste tarifário anual sendo o valor atualizado pela taxa Selic. O valor será repassado aos consumidores através de quotas mensais homologadas pela Aneel e recolhidas para a CDE Conta escassez hídrica a partir do próximo processo de reajuste tarifário, a ser realizado em junho de 2023, se estendendo por um período de 4 anos (NE nº 30.3.1).

8.2 Reajuste tarifário anual

No processo de reajuste tarifário anual da Copel DIS (NE nº 30.4) foram considerados R\$ 1.593.100 reduzindo a tarifa (R\$ 702.000 em 2021), decorrentes de ação judicial movida pela Companhia referente à exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/Cofins (NE nº 12.2.1).

Ainda, tendo em vista a desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, foi determinado que 50% do valor adicionado proveniente da bonificação pela outorga dos contratos de concessão renovados das hidrelétricas da Eletrobrás, fossem repassados à modicidade tarifária. O montante destinado à Copel DIS no processo de reajuste tarifário de 2022 foi de R\$ 335.511, recurso que foi recebido pela Companhia em 29.07.2022.

9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	1.442.819	1.200.708
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (9.2)	-	233.026
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.3)	766.832	730.851
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.4)	68.642	102.220
	2.278.293	2.266.805
	Circulante	5.121
	8.603	
	Não circulante	2.261.684
	2.269.690	

9.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2021	960.518
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	125.492
Transferências de intangível (NE nº 17.1)	8.385
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(2.407)
Reconhecimento do valor justo	108.733
Baixas	(13)
Em 31.12.2021	1.200.708
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	168.072
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(5.048)
Reconhecimento do valor justo	79.169
Baixas	(82)
Em 31.12.2022	1.442.819

Saldo correspondente à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público cuja vida útil do bem supera o prazo da concessão e que, conforme previsão contratual, será indenizado pelo Poder Concedente ao final da concessão.

9.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2021	189.416
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	8.310
Transferência de ativo intangível (NE nº 17.3)	1.398
Reconhecimento do valor justo	33.909
Baixas	(7)
Em 31.12.2021	233.026
Transferência para ativo intangível (NE nº 17.3)	(243.628)
Reconhecimento do valor justo	10.772
Baixas	(170)
Em 31.12.2022	-

Em decorrência da renovação da concessão descrita na NE nº 2.1.1, o saldo de contas a receber vinculadas a concessão foi integralmente transferido para o ativo intangível.

9.3 Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas

Em 1º.01.2021	671.204
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(74.835)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	134.482
Em 31.12.2021	730.851
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(82.458)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	118.439
Em 31.12.2022	766.832

A Copel GeT firmou em 05.01.2016, por 30 anos, contrato de concessão da UHE GPS, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com pagamento ao Poder Concedente da Bonificação pela Outorga no montante de R\$ 574.827, conforme regras do Edital de Leilão Aneel nº 12/2015.

O valor da bonificação pela outorga foi reconhecido como ativo financeiro em função do direito incondicional da Copel GeT de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão.

9.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2021	81.202
Remuneração	18.414
Reversão de <i>impairment</i>	2.604
Em 31.12.2021	102.220
Remuneração	1.934
Ajuste ao valor justo	(35.512)
Em 31.12.2022	68.642

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até 2015, data de vencimento das concessões, e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão e subsequentemente mensurados pela melhor estimativa de valor justo.

Em 17.12.2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos, e em 22.07.2022 protocolou o relatório de avaliação do valor indenizável atualizado. A Companhia aguarda manifestação da Aneel.

10 Ativos de contrato

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	2.332.171	1.798.195
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	30.032	29.815
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	5.310.476	5.060.038
	7.672.679	6.888.048
	Circulante	148.488
	220.660	148.488
	Não circulante	6.739.560
	7.452.019	6.739.560

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Obrigações especiais		Total
	Ativo		
Em 1º.01.2021	1.144.780	(29.819)	1.114.961
Adições	1.798.266	-	1.798.266
Participação financeira do consumidor	-	(160.826)	(160.826)
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(943.905)	122.346	(821.559)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(140.120)	14.628	(125.492)
Baixas	(7.155)	-	(7.155)
Em 31.12.2021	1.851.866	(53.671)	1.798.195
Adições	2.092.117	-	2.092.117
Participação financeira do consumidor	-	(243.916)	(243.916)
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(1.332.118)	194.794	(1.137.324)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(197.912)	29.840	(168.072)
Baixas	(8.829)	-	(8.829)
Em 31.12.2022	2.405.124	(72.953)	2.332.171

Saldo composto pelas obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição e equipamentos de medição, mensurados ao custo histórico, líquidos das obrigações especiais. À medida que essas obras são concluídas, os valores são transferidos para Contas a Receber Vinculados à Concessão e Intangível, conforme a forma da remuneração. Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 2022 estes custos totalizaram R\$ 17.903, à taxa média de 0,38% a.a. (R\$ 12.785, à taxa média de 0,38% a.a., em 2021).

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2021	27.254
Aquisições	14.269
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(3.398)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.2)	(8.310)
Em 31.12.2021	29.815
Aquisições	13.955
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(13.738)
Em 31.12.2022	30.032

10.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2021	3.007.234	1.343.348	4.350.582
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(315.358)	(250.520)	(565.878)
Transferências para o imobilizado	(1.483)	-	(1.483)
Transferência de litígios	3.376	-	3.376
Remuneração	621.366	242.872	864.238
Receita de construção	187.733	-	187.733
Margem de construção	3.097	-	3.097
Ganho por eficiência (10.3.1)	125.699	91.952	217.651
Em 31.12.2021	3.632.386	1.427.652	5.060.038
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	721	-	721
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(389.939)	(213.378)	(603.317)
Transferências para o imobilizado	(3.822)	-	(3.822)
Transferência de litígios	(1.558)	-	(1.558)
Remuneração	509.722	201.926	711.648
Receita de construção	89.166	-	89.166
Margem de construção	1.458	-	1.458
Ganho por eficiência (10.3.1)	56.142	-	56.142
Em 31.12.2022	3.894.276	1.416.200	5.310.476

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022 pela Superintendência Geral de Tarifas da Aneel que trata da análise dos pedidos de reconsideração sobre pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE, com decisão monocrática (Despacho nº 1.762/22) deliberada por um diretor da Aneel sobre o referido tema. Esta decisão foi suspensa pelo colegiado e os termos da referida Nota Técnica serão discutidos pela Diretoria da Aneel em reunião ainda sem data prevista, de forma que premissas, metodologias e cálculos considerados até o momento, aprovados por meio da Resolução Homologatória Aneel nº 2.847 de 22.04.2021, estão vigentes e permanecem apropriados.

10.3.1 Ganho (perda) por eficiência ou ineficiência na implementação e operação de infraestrutura de transmissão

Na construção e operação da infraestrutura de transmissão, esperam-se possíveis impactos positivos ou negativos em função de atrasos e custos adicionais por questões ambientais, variação dos custos, principalmente com cabos e estruturas quando indexados à moeda estrangeira, custos adicionais de servidão e negociações fundiárias, eventuais imprevistos de terraplanagem, antecipação de prazos de operação comercial e revisão/reajuste da RAP conforme as regras regulatórias e as cláusulas contratuais. Alterações no projeto original que afetem sua lucratividade são reconhecidas diretamente no resultado quando incorrido, exceto a parte da RAP relacionada a performance de operação e manutenção dos ativos que é reconhecida a medida em que os serviços são executados. Em 21.06.2022, a Aneel homologou a 2ª revisão tarifária dos contratos de Costa Oeste e Marumbi, apurando um ganho de R\$ 30.654 (em 2021, os ganhos se referem principalmente ao reperfilamento dos ativos RBSE e a revisão tarifária de alguns contratos da Copel GeT).

10.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	31.12.2022		31.12.2021	
	Ativo concessões	Ativo RBSE	Ativo concessões	Ativo RBSE
Margem de construção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,58% a.a.	9,45% a.a.	9,56% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	523.713	242.836	456.499	192.288

(a) Taxa média dos contratos

(b) O contrato 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva, da Copel GET, e o 002/2005 - LT 525 kV Ivaiporã - Londrina, da Uirapuru, são corrigidos pelo IGPM.

11 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	-	-	1.081.758	855.775
Serviços em curso (a)	-	7.658	369.916	319.179
Repasse CDE (11.2)	-	-	83.649	68.999
Créditos nas operações de aquisição de gás (11.1)	-	-	45.673	73.229
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	58.367	33.107
Alienações e desativações em curso	7	-	39.768	42.509
Créditos - concessão de gás (11.3)	-	-	32.825	-
Adiantamento a empregados	536	645	20.768	20.141
Adiantamentos contratuais a fornecedores	-	-	12.709	15.528
Bônus por redução voluntária de consumo (NE nº 7.4)	-	-	2.917	134.892
Remuneração de empregados cedidos a recuperar	305	419	1.261	1.316
Outros créditos	147	86	79.221	101.747
	995	8.808	1.828.832	1.666.422
Circulante	977	1.150	897.380	749.816
Não circulante	18	7.658	931.452	916.606

(a) Referem-se, em sua maioria, aos programas de P&D e PEE, os quais, após seu término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim.

11.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagas

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais o contrato prevê a compensação futura. A Compagas tem o direito de utilizar e compensar esse gás no prazo de até 1 ano após o vencimento do contrato. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, a Compagas estima compensar integralmente os volumes contratados até o final de 2023. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo. A Companhia efetuou uma revisão da estimativa do valor recuperável do crédito de *ship or pay* a compensar e registrou *impairment*, conforme demonstrado na NE nº 31.4.

11.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. Os valores são estipulados no Reajuste/ Revisão Tarifária Anual e, mensalmente, a Companhia constitui estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário.

11.3 Créditos - concessão de gás

Créditos da Compagas registrados para neutralizar os impactos econômicos no resultado da Companhia em função de diferenças de preço do gás e/ou diferença de margem entre os preços contidos nas tarifas de fornecimento aplicadas aos consumidores e aqueles faturados pelos fornecedores à concessionária. A recuperação destes valores é determinada pela Agência Reguladora do Paraná - Agepar, no processo de revisão e atualização da tarifa.

12 Tributos

12.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2021	Operação Continuada	Operação Descontinuada	no resultado abrangente	31.12.2021	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2022
Ativo não circulante								
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	132.354	15.651	(148.005)	-	-	16.271	-	16.271
Provisões para litígios	111.193	8.241	-	-	119.434	154.080	-	273.514
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	-	-	49.443	-	-	49.443
Benefícios pós-emprego	3.449	252	-	1.107	4.808	463	3.854	9.125
Amortização do direito de concessão	4.470	381	-	-	4.851	381	-	5.232
Programa de desligamentos voluntários	-	5.140	-	-	5.140	(4.594)	-	546
Outros	7.975	561	-	-	8.536	(64)	-	8.472
	308.884	30.226	(148.005)	1.107	192.212	166.537	3.854	362.603
(-) Passivo não circulante								
Atualização de depósitos judiciais	21.620	1.369	-	-	22.989	878	-	23.867
Instrumentos financeiros	3.759	(816)	-	-	2.943	1.916	-	4.859
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	1.373	(577)	-	-	796	(796)	-	-
	26.752	(24)	-	-	26.728	1.998	-	28.726
Líquido	282.132	30.250	(148.005)	1.107	165.484	164.539	3.854	333.877

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reclassifi- cação (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2021	Reconhecido no resultado	Outros (b)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2022
Ativo não circulante										
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	-	-	-	-	629.427	-	-	629.427
Provisões para litígios	499.375	7.291	-	(2.205)	-	504.461	132.175	-	-	636.636
Benefícios pós-emprego	507.032	(766)	-	16.875	(93.881)	429.260	22.724	-	(88.548)	363.436
<i>Impairment</i>	310.606	(6.456)	-	(1.753)	-	302.397	(17.486)	-	-	284.911
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	215.389	54.416	(148.005)	1.210	-	123.010	73.260	-	-	196.270
Provisão para P&D e PEE	152.498	(13.649)	-	-	-	138.849	(11.766)	-	-	127.083
Perdas de créditos esperadas	123.182	(21.476)	-	(2.994)	-	98.712	(11.412)	-	-	87.300
INSS - liminar sobre depósito judicial	70.992	3.673	-	78	-	74.743	7.516	-	-	82.259
Amortização do direito de concessão	47.209	5.220	-	-	-	52.429	5.220	-	-	57.649
Provisões por desempenho e participação nos lucros	160.459	(45.866)	-	-	-	114.593	(100.957)	-	-	13.636
Contratos de concessão	21.061	(1.292)	-	-	-	19.769	(1.067)	-	-	18.702
Programa de desligamentos voluntários	10.815	13.493	-	-	-	24.308	(22.551)	-	-	1.757
Outros	149.662	1.457	1.062	5.905	-	158.086	23.792	-	-	181.878
	2.268.280	(3.955)	(146.943)	17.116	(93.881)	2.040.617	728.875	-	(88.548)	2.680.944
(-) Passivo não circulante										
Contratos de concessão	900.505	808.372	94.221	-	-	1.803.098	52.617	8.155	-	1.863.870
Custo atribuído ao imobilizado	350.491	(23.994)	-	-	-	326.497	(18.810)	-	-	307.687
Depreciação acelerada	75.955	26.369	-	-	-	102.324	25.832	-	-	128.156
Instrumentos financeiros derivativos	117.682	(12.178)	-	-	-	105.504	11.134	-	-	116.638
Atualização de depósitos judiciais	61.727	3.392	-	-	-	65.119	7.708	-	-	72.827
Custo de transação - empréstimos e debêntures	23.203	4.833	-	-	-	28.036	2.280	-	-	30.316
Outros	31.951	(20.343)	-	-	-	11.608	19.725	-	3.500	34.833
	1.561.514	786.451	94.221	-	-	2.442.186	100.486	8.155	3.500	2.554.327
Líquido	706.766	(790.406)	(241.164)	17.116	(93.881)	(401.569)	628.389	(8.155)	(92.048)	126.617
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.011.866					963.259				1.644.299
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(293.666)					(1.364.828)				(1.517.682)

(a) Efeitos de combinação de negócios e da operação descontinuada detalhados nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2021.

(b) Efeitos da combinação de negócios (NE nº 1.1.1).

12.1.1 Projeção de realização de imposto de renda e contribuição social diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes está baseada no período de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros. Estas projeções foram apreciadas pelo Conselho Fiscal e aprovadas pelo Conselho de Administração em 21.03.2022.

Os critérios utilizados para a realização de cada item estão relacionados com a previsibilidade de realização do valor principal que originou a diferença temporária. Quando a expectativa de realização do item é de difícil previsão, principalmente por não ser de controle da Companhia, tais como provisões para litígios, a Companhia adota históricos de realização para projetar sua realização futura. A realização dos valores de prejuízo fiscal e base negativa acompanham as possibilidades de compensação considerando os lucros futuros e o limite estabelecido na legislação.

Seguem os itens que foram base para constituição dos principais créditos, bem como sua forma de realização:

- Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins: serão realizados a medida do repasse dos valores nos processos de revisão e reajuste tarifário homologados pelo órgão regulador, caso ocorra, ou pela reversão da respectiva provisão;
- Benefícios pós-emprego: serão realizados conforme os pagamentos sejam efetuados à Fundação Copel ou revertidos conforme novas estimativas atuariais;
- Provisões para litígios: realizados conforme ocorram as decisões judiciais ou pela reversão quando da possível revisão do risco das ações;

- Provisão para redução ao valor recuperável de ativos: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;
- Custo atribuído do imobilizado: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo valorado;
- Contrato de concessão: realizados no decorrer do prazo do contrato;
- Prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social: recuperados pela compensação com lucros tributários futuros;
- Demais valores: realizados quando atenderem os critérios de dedutibilidade previsto na legislação fiscal, ou por eventual reversão dos valores registrados.

A seguir está apresentada a projeção de realização dos créditos fiscais diferidos:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2023	35.842	(955)	360.933	(232.236)
2024	17.689	(955)	417.270	(282.299)
2025	17.688	(955)	486.215	(228.450)
2026	17.688	(955)	128.402	(227.274)
2027	17.687	(955)	102.221	(178.671)
2028 a 2030	52.346	(2.864)	234.464	(454.087)
após 2031	203.663	(21.089)	951.439	(951.310)
	362.603	(28.726)	2.680.944	(2.554.327)

12.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2022, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 197.540 (R\$ 68.826 em 31.12.2021) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

12.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	128.288	111.101
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.110.659	1.396.645
Outros tributos a compensar	-	-	747	1.118
	-	-	1.239.694	1.508.864
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	171.374	141.951
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	39.810	38.659	2.421.176	2.967.756
Outros tributos a compensar	-	-	34.743	33.839
	39.810	38.659	2.627.293	3.143.546
Passivo circulante				
ICMS a recolher (12.2.3)	-	-	149.506	290.627
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	10.437	-
PIS/Pasep e Cofins a recolher	28.297	34.726	70.423	42.340
IRRF sobre JSCP	-	-	11.372	33.592
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	57.046	52.168
Outros tributos	393	230	4.822	22.206
	28.690	34.956	303.606	440.933
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.676	3.260	242.248	220.108
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	37.883	-
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	347.029	369.526
Outros tributos	-	-	6.331	5.176
	3.676	3.260	633.491	594.810

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nºs 12.2.1 e 12.2.2)

12.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS - Copel Distribuição

Em 12.08.2009, a Copel DIS impetrou mandado de segurança nº 5032406-35.2013.404.7000 perante a 3ª Vara Federal de Curitiba requerendo a concessão de ordem para deixar de incluir o ICMS na base de cálculo do PIS e da Cofins, em 16.06.2020, transitou em julgado acórdão no qual a 2ª Turma do Tribunal Regional Federal da 4ª Região reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e da Cofins o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída. O acórdão também reconheceu que a prescrição, neste caso, é quinquenal e que, portanto, a Copel tem o direito a ressarcir-se dos valores pagos a partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

A partir desta decisão favorável, a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo, que vem sendo recuperado através da compensação com tributos a recolher desde junho de 2021, a partir da habilitação do crédito originário da Cofins junto à Receita Federal. O crédito do PIS foi habilitado pela Receita Federal em 25.08.2022 e encontra-se apto para utilização através de compensação.

Em 13.05.2021, o Supremo Tribunal Federal concluiu o julgamento dos embargos de declaração opostos pela União Federal no Recurso Extraordinário 574.706/PR, dando parcial provimento nos seguintes termos: (i) no ponto relativo ao ICMS excluído da base de cálculo do PIS e da Cofins, prevaleceu o entendimento de que se trata do ICMS destacado; e (ii) modular os efeitos do julgado cuja produção haverá de se dar após 15.03.2017, ressalvadas as ações judiciais e administrativas protocoladas até a data da sessão em que proferido o julgamento. Sendo assim a decisão final sobre essa matéria não impactou o trânsito em julgado da ação a favor da Copel DIS, mantendo o tratamento e valores registrados.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo até 31.12.2022:

Em 1º.01.2021	5.655.754
Atualização monetária	125.483
Compensação com tributos a recolher	(1.425.972)
Em 31.12.2021	4.355.265
Atualização monetária	294.952
Compensação com tributos a recolher	(1.165.601)
Em 31.12.2022	3.484.616
	Circulante 1.236.618
	Não circulante 2.247.998

O saldo do ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais.

a) Passivo a restituir para consumidores

A Companhia registrou passivo a restituir para os consumidores referente à recuperação de crédito tributário dos últimos 10 anos, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu a Consulta Pública nº 05/2021 voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores propondo que os montantes a serem devolvidos a cada ciclo tarifário (créditos junto à Receita Federal do Brasil, somados a eventuais depósitos judiciais já recebidos pela concessionária/permissionária) sejam abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de rateio pelo conjunto de consumidores.

Adicionalmente, o Despacho Aneel nº 361/2021 estabeleceu que diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins antecipadamente à conclusão da consulta pública, limitada a 20% do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

No reajuste tarifário de 24.06.2022, o total de R\$ 1.593.100 foi considerado como item financeiro, de modo que este saldo foi transferido para a conta de passivos financeiros setoriais, conforme quadro a seguir:

Em 1º.01.2021	3.927.824
Atualização monetária	100.971
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (NE nº 8)	(702.000)
Em 31.12.2021	3.326.795
Atualização monetária	261.463
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (NE nº 8)	(1.593.100)
Em 31.12.2022	1.995.158
	Circulante 550.527
	Não circulante 1.444.631

O saldo do passivo será restituído ao consumidor à medida que os créditos tributários no ativo sejam compensados.

b) Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins

Em 27.06.2022, foi promulgada a Lei Federal nº 14.385 que disciplina a destinação de valores de tributos que eram de recolhimento obrigatório a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, em razão da cobrança do PIS e da Cofins sobre o ICMS, reconhecida pelo poder judiciário como indevida.

Conforme detalhado anteriormente nesta nota, a Copel DIS teve reconhecido o direito de excluir o valor integral do ICMS da base de cálculo do PIS e da Cofins e já efetuou o repasse aos consumidores de parte destes valores, por meio de reduções nos reajustes tarifários homologados pela Aneel.

Neste contexto, apesar da ausência de regulamentação desta Lei, baseada na revisão de avaliação do risco realizada pela Administração, a Copel DIS decidiu reconhecer provisão adicional, sem efeito caixa imediato, referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação.

A Administração da Copel DIS entende que a restituição aos consumidores está limitada aos valores de crédito tributário dos últimos 10 anos a contar da data do trânsito em julgado da ação e, portanto, está avaliando as medidas cabíveis, inclusive judiciais, considerando a proteção conferida à coisa julgada, bem como os prazos de prescrição e decadência aplicáveis.

Em 12.12.2022, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee ingressou no Supremo Tribunal Federal - STF com Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI questionando a Lei nº 14.385/2022, ainda sem julgamento. A Companhia aguarda o desdobramento da referida ADI.

O quadro a seguir demonstra a movimentação da provisão até 31.12.2022:

Em 1º.01.2022	-
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	810.563
Atualização monetária	1.011.370
Em 30.06.2022	1.821.933
Atualização monetária	29.324
Em 31.12.2022	1.851.257

Eventual destinação desta provisão ocorrerá somente após os créditos tributários do ativo serem compensados.

12.2.2 Crédito de PIS e Cofins sobre ICMS - Compagas

Saldo decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagas discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagas registrou o ativo de R\$ 107.453 em setembro de 2019. A maior parte destes créditos já foi recuperada e o saldo atualizado em 31.12.2022 é de R\$ 28.505 (R\$ 75.192 em 31.12.2021) com expectativa de realização em 2023.

12.2.3 ICMS sobre operações de energia elétrica

Em 23.06.2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194/2022 que vedou a fixação de alíquotas de ICMS sobre operações de energia elétrica em patamar superior ao das operações em geral, considerada a essencialidade dos bens e serviços relacionados. Ainda, estabeleceu que o ICMS não incide sobre os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica. Em atendimento a lei, e após pronunciamentos dos fiscos estaduais, em setembro de 2022 a Companhia implantou as mudanças necessárias para o devido atendimento à legislação. No entanto, em 09.02.2023, o STF concedeu aos Estados em decisão liminar, nos autos da ADI 7195, a suspensão do artigo que excluiu tais itens da parcela tributada da fatura de energia elétrica. Considerando tal decisão, a Companhia reestabeleceu a tributação do ICMS sobre os referidos serviços e encargos setoriais. Em 03.03.2023, a medida liminar foi referendada pelo Plenário do STF.

12.2.4 Programa de parcelamento incentivado de créditos tributários de ICMS do Paraná

Em 27.09.2022 a Companhia aderiu ao parcelamento de créditos tributários de ICMS, instituído pelo Estado do Paraná através da Lei Estadual nº 20.946/2021, regulamentado pelo Decreto Estadual nº 10.766/2022, no qual inscreveu débitos que totalizavam R\$ 92.249 em seu relatório de situação fiscal, atualizados até setembro de 2022 com os encargos de multa, juros e atualização monetária. Com a adesão, a Companhia obteve o benefício de R\$ 41.696 referente a redução nos encargos, restando um saldo consolidado da dívida na data da adesão, de R\$ 50.553 parcelado em 60 meses até setembro de 2027, conforme regulamento do referido programa. A Companhia vem pagando regularmente as parcelas mensais, atualizadas pela taxa Selic.

12.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

Os créditos de imposto de renda e contribuição social a recuperar apresentados no balanço patrimonial de 31.12.2022, no valor de R\$ 482.887, se referem principalmente a apuração de saldos negativos que serão compensados com tributos federais a pagar.

O quadro abaixo demonstra a conciliação do IRPJ e CSLL registrado no resultado do exercício:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Lucro antes do IRPJ e CSLL	947.468	3.669.306	950.199	5.118.677
(-) Equivalência patrimonial	(460.475)	(3.289.296)	(478.576)	(366.315)
	486.993	380.010	471.623	4.752.362
IRPJ e CSLL (34%)	(165.578)	(129.203)	(160.352)	(1.615.803)
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre capital próprio	329.800	223.380	335.697	226.928
Dividendos	250	437	250	437
Despesas indedutíveis	(41)	(4.298)	(26.221)	(25.336)
Incentivos fiscais	-	7.556	13.767	43.720
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(128.661)	(29.002)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	-	85.723
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	35.677	49.638
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de indêbitos tributários	-	-	100.282	-
Outros	108	19	28.683	4.063
IRPJ e CSLL correntes	-	67.641	(429.267)	(469.226)
IRPJ e CSLL diferidos	164.539	30.250	628.389	(790.406)
Alíquota efetiva - %	-33,8%	-25,8%	-42,2%	26,5%

13 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra	30.538	35.837
Prêmios de seguros	20.919	17.692
Outros	8.629	147
	60.086	53.676
	Circulante	60.076
	Não circulante	10
		53.649
		27

14 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais (14.1)	135.105	127.797	444.134	405.739
Trabalhistas	410	495	125.862	106.376
Cíveis				
Cíveis	-	-	39.597	53.438
Servidões de passagem	-	-	14.726	18.407
Consumidores	-	-	4.862	3.867
	-	-	59.185	75.712
Outros	3.232	3.227	3.277	3.304
	138.747	131.519	632.458	591.131

14.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 241.681 em 31.12.2022 (R\$ 218.143 em 31.12.2021) refere-se ao questionamento judicial da incidência da contribuição previdenciária (INSS a recolher) sobre determinadas verbas salariais. O passivo está registrado em Outras Obrigações Fiscais (NE nº 12.2).

15 Investimentos

15.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 31.12.2021	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.12.2022
Controladas							
Copel GeT	12.662.224	1.704.055	58.217	-	-	(1.634.426)	12.790.070
Copel DIS	7.558.556	(229.774)	119.753	-	-	(838.261)	6.610.274
Copel SER	-	(22.774)	31.409	-	-	-	8.635
Copel Energia	389.863	108.375	(98)	-	-	(79.360)	418.780
UEG Araucária (15.2)	109.737	(54.302)	(21)	-	-	-	55.414
Compagás (15.2)	259.031	91.393	731	-	-	(67.020)	284.135
Elejor (15.2)	-	(4.757)	4.757	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	10.744	-	-	-	(754)	-	9.990
	20.990.155	1.592.216	214.748	-	(754)	(2.619.067)	20.177.298
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltaia São Miguel do Gostoso I (15.3)	108.990	2.157	-	4.829	-	-	115.976
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	-	(367)	-	8.937
Solar Paraná	7.035	170	-	-	-	(49)	7.156
	125.329	2.327	-	4.829	(367)	(49)	132.069
Coligadas							
Dona Francisca Energética (15.4)	27.057	5.648	-	-	-	(4.662)	28.043
Outras	1.937	(3)	-	-	-	-	1.934
	28.994	5.645	-	-	-	(4.662)	29.977
	21.144.478	1.600.188	214.748	4.829	(1.121)	(2.623.778)	20.339.344

(a) Equivalência patrimonial ajustada, decorrente do passivo a descoberto de Controladas.

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Alienação Copel Telecom	Saldo em 31.12.2021
Controladas									
Copel GeT	10.732.734	2.687.906	40.967	477.534	-	-	(1.276.917)	-	12.662.224
Copel DIS	7.212.915	857.882	109.949	17.761	-	-	(639.951)	-	7.558.556
Copel TEL	757.799	36.697	32.759	-	(54.330)	-	-	(772.925)	-
Copel TEL - Reclassificação (a)	(758.742)	-	-	-	-	-	-	758.742	-
Copel SER	29.386	22.473	(29.496)	5.637	(28.000)	-	-	-	-
Copel Energia	356.922	53.725	422	2.170	-	-	(23.376)	-	389.863
UEG Araucária (15.2)	48.355	68.631	-	-	-	-	(7.249)	-	109.737
Compagás (15.2)	252.481	50.791	150	-	-	-	(44.391)	-	259.031
Elejor (15.2)	9.443	(9.443)	-	-	-	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	11.499	-	-	-	-	(755)	-	-	10.744
	18.652.792	3.768.662	154.751	503.102	(82.330)	(755)	(1.991.884)	(14.183)	20.990.155
Empreendimentos controlados em conjunto									
Voltaia São Miguel do Gostoso I (15.3)	107.721	1.269	-	-	-	-	-	-	108.990
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	-	-	(367)	-	-	9.304
Solar Paraná	6.831	104	-	100	-	-	-	-	7.035
	124.223	1.373	-	100	-	(367)	-	-	125.329
Coligadas									
Dona Francisca Energética (15.4)	28.147	8.574	-	-	-	-	(9.664)	-	27.057
Outras	1.940	(3)	-	-	-	-	-	-	1.937
	30.087	8.571	-	-	-	-	(9.664)	-	28.994
	18.807.102	3.778.606	154.751	503.202	(82.330)	(1.122)	(2.001.548)	(14.183)	21.144.478

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

Consolidado	Saldo em 31.12.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2022
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	108.990	2.157	4.829	-	-	-	-	115.976
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	-	(367)	-	-	8.937
Caiuá	106.977	23.806	-	-	-	(5.486)	-	125.297
Integração Maranhense	166.563	32.824	-	-	-	(6.885)	-	192.502
Matrinchã	811.771	162.298	-	-	-	(42.541)	-	931.528
Guaraciaba	407.615	82.251	-	-	-	(22.767)	-	467.099
Paranaíba	226.923	47.623	-	-	-	(10.567)	-	263.979
Mata de Santa Genebra	710.989	56.140	-	(61.536)	-	(13.333)	-	692.260
Cantareira	437.330	45.293	-	-	-	(9.254)	-	473.369
Solar Paraná	7.035	170	-	-	-	(49)	-	7.156
	2.993.497	452.562	4.829	(61.536)	(367)	(110.882)	-	3.278.103
Coligadas								
Dona Francisca Energética (15.4)	27.057	5.648	-	-	-	(4.662)	-	28.043
Foz do Chopim Energética (15.4)	19.102	20.370	-	-	-	(22.356)	-	17.116
Outras	1.937	(3)	-	-	-	-	-	1.934
	48.096	26.015	-	-	-	(27.018)	-	47.093
Propriedades para investimento	541	-	-	-	(4)	-	(2)	535
	3.042.134	478.577	4.829	(61.536)	(371)	(137.900)	(2)	3.325.731

(a) Transferência de bens destinados a alienação.

Consolidado	Saldo em	Equivalência	Aporte	Amorti-	Dividendos	Outros	Saldo em
	1º.01.2021	patrimonial	e/ou Afac	zação	e JSCP	(a)	31.12.2021
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)							
Voltalia São Miguel do Gostoso I	107.721	1.269	-	-	-	-	108.990
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	(367)	-	-	9.304
Caiuá	95.362	13.765	-	-	(2.150)	-	106.977
Integração Maranhense	148.581	20.255	-	-	(2.273)	-	166.563
Matrinchá	734.503	96.614	-	-	(19.346)	-	811.771
Guaraciaba	361.170	57.363	-	-	(10.918)	-	407.615
Paranaíba	203.681	35.112	-	-	(11.870)	-	226.923
Mata de Santa Genebra	661.430	63.173	-	-	(13.614)	-	710.989
Cantareira	359.686	53.492	30.870	-	(6.718)	-	437.330
Solar Paraná	6.831	104	100	-	-	-	7.035
	2.688.636	341.147	30.970	(367)	(66.889)	-	2.993.497
Coligadas							
Dona Francisca Energética (15.4)	28.147	8.574	-	-	(9.664)	-	27.057
Foz do Chopim Energética (15.4)	9.986	16.596	-	-	(7.480)	-	19.102
Outras	1.940	(3)	-	-	-	-	1.937
	40.073	25.167	-	-	(17.144)	-	48.096
Propriedades para investimento							
	808	-	-	(5)	-	(262)	541
	2.729.517	366.314	30.970	(372)	(84.033)	(262)	3.042.134

(a) Transferência de bens destinados a alienação.

15.2 Controladas com participação de não controladores

15.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO	1.083.713	827.901	848.198	813.670	334.418	776.201
Ativo circulante	282.714	355.500	224.833	166.890	97.586	515.430
Ativo não circulante	800.999	472.401	623.365	646.780	236.832	260.771
PASSIVO	1.083.713	827.901	848.198	813.670	334.418	776.201
Passivo circulante	419.277	220.216	111.142	107.772	45.115	221.853
Passivo não circulante	107.306	99.784	771.897	746.843	16.322	13.771
Patrimônio líquido	557.130	507.901	(34.841)	(40.945)	272.981	540.577
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	1.297.034	783.277	194.287	171.263	98.508	2.250.577
Custos e despesas operacionais	(1.076.181)	(654.643)	(86.033)	(86.871)	(365.522)	(1.879.198)
Resultado financeiro	28.440	9.817	(113.102)	(171.888)	11.407	8.952
Imposto de renda e contribuição social	(70.092)	(38.860)	4.158	33.061	(11.885)	(42.248)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	179.201	99.591	(690)	(54.435)	(267.492)	338.083
Outros resultados abrangentes	1.433	294	6.795	-	(103)	-
Resultado abrangente do exercício	180.634	99.885	6.105	(54.435)	(267.595)	338.083
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	280.480	178.800	45.249	127.510	(94.401)	312.676
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(427.175)	(14.273)	(7.364)	(31.095)	(139.033)	(14.579)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(2.887)	(64.545)	-	-	(147)	(64.331)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(149.582)	99.982	37.885	96.415	(233.581)	233.766
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	210.641	110.659	148.031	51.616	298.572	64.806
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	61.059	210.641	185.916	148.031	64.991	298.572
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(149.582)	99.982	37.885	96.415	(233.581)	233.766

Para equacionar a capacidade financeira de curto prazo da Compagas, que apresenta capital circulante líquido negativo, a Administração está monitorando e adotando ações de alongamento da dívida.

O prejuízo apurado na Elejor em 2021 e 2022 é decorrente da atualização monetária sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão que aumentou significativamente em decorrência da alta do IGPM (NE nº 25). Já o prejuízo da UEG Araucária é decorrente da melhora do cenário hidrológico que, por consequência, reduziu os despachos da usina durante o ano de 2022.

15.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participa�o no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1.�.2021	242.578	4.046	44.783	291.407
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	48.800	(16.331)	63.560	96.029
Outros resultados abrangentes	144	-	-	144
Delibera�o do dividendo adicional proposto	-	-	-	-
Dividendos	(42.653)	-	(6.716)	(49.369)
Em 31.12.2021	248.869	(12.285)	101.627	338.211
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	87.809	(207)	(50.288)	37.314
Outros resultados abrangentes	702	2.041	(22)	2.721
Dividendos	(24.187)	-	-	(24.187)
Distribui�o de dividendos com lucros retidos	(40.198)	-	-	(40.198)
Em 31.12.2022	272.995	(10.451)	51.317	313.861

15.3 Informa es resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voit�lia	Caiuá	Integra�o Maranhense	Matrinch�	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2022								
ATIVO	238.907	327.819	588.279	2.935.068	1.568.964	1.921.848	3.587.501	1.805.583
Ativo circulante	10.883	38.421	78.790	427.118	211.094	223.010	539.668	226.945
Caixa e equivalentes de caixa	10.797	13.440	28.997	136.878	56.436	56.518	32.903	73.866
Outros ativos circulantes	86	24.981	49.793	290.240	154.658	166.492	506.765	153.079
Ativo não circulante	228.024	289.398	509.489	2.507.950	1.357.870	1.698.838	3.047.833	1.578.638
PASSIVO	238.907	327.819	588.279	2.935.068	1.568.964	1.921.848	3.587.501	1.805.583
Passivo circulante	2.220	22.569	59.771	225.502	154.404	125.681	113.772	92.290
Passivos financeiros	-	7.273	12.774	130.033	42.260	59.606	70.775	59.850
Outros passivos circulantes	2.220	15.296	46.997	95.469	112.144	66.075	42.997	32.440
Passivo não circulante	-	49.542	135.645	808.485	461.297	718.700	2.091.971	747.233
Passivos financeiros	-	28.705	40.415	578.340	397.181	475.804	1.668.794	423.563
Outros passivos não circulantes	-	20.837	95.230	230.145	64.116	242.896	423.177	323.670
Patrimônio líquido	236.687	255.708	392.863	1.901.081	953.263	1.077.467	1.381.758	966.060
DEMONSTRA�O DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	62.864	100.482	518.428	266.855	231.960	415.526	188.348
Custos e despesas operacionais	(78)	(5.876)	(4.022)	(33.073)	(40.926)	(20.181)	(68.472)	(10.885)
Resultado financeiro	1.291	(1.605)	(2.286)	(59.543)	(37.598)	(48.430)	(177.322)	(37.815)
Equivalência patrimonial	2.502	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribui�o social	(258)	(6.802)	(27.185)	(94.589)	(20.473)	31.030	(57.676)	(47.212)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	3.457	48.581	66.989	331.223	167.858	194.379	112.056	92.436
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício	3.457	48.581	66.989	331.223	167.858	194.379	112.056	92.436
Participa�o no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	115.976	125.297	192.502	931.528	467.099	263.979	692.260	473.369

Em 31.12.2022, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 978 e nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 413.034 (R\$ 250.262 em 31.12.2021), sendo que, desse montante, o valor de R\$ 180.706 (R\$ 187.243 em 31.12.2021) se refere à Mata de Santa Genebra.

Em junho de 2022 a Copel GeT registrou R\$ 133.922 no resultado de equivalência patrimonial decorrente dos efeitos da revisão tarifária de Caiuá, Integração Maranhense, Matrinchã e Guaraciaba.

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2021								
ATIVO	224.632	284.870	515.495	2.610.094	1.413.231	1.829.340	3.203.892	1.715.776
Ativo circulante	3.711	30.304	65.219	367.428	194.283	193.190	681.494	196.424
Caixa e equivalentes de caixa	3.667	6.117	16.501	96.346	70.543	32.665	387.027	52.354
Outros ativos circulantes	44	24.187	48.718	271.082	123.740	160.525	294.467	144.070
Ativo não circulante	220.921	254.566	450.276	2.242.666	1.218.948	1.636.150	2.522.398	1.519.352
PASSIVO	224.632	284.870	515.495	2.610.094	1.413.231	1.829.340	3.203.892	1.715.776
Passivo circulante	2.206	14.562	53.132	126.211	101.042	85.964	123.884	78.982
Passivos financeiros	-	7.386	13.169	91.811	34.529	51.453	45.898	52.397
Outros passivos circulantes	2.206	7.176	39.963	34.400	66.513	34.511	77.986	26.585
Passivo não circulante	-	51.986	122.438	827.205	480.320	817.159	1.660.867	744.285
Passivos financeiros	-	35.606	52.653	685.525	428.314	522.289	1.630.306	456.180
Outros passivos não circulantes	-	16.380	69.785	141.680	52.006	294.870	30.561	288.105
Patrimônio líquido	222.426	218.322	339.925	1.656.678	831.869	926.217	1.419.141	892.509
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	43.128	71.868	396.622	229.117	285.483	426.573	233.888
Custos e despesas operacionais	(64)	(5.609)	(10.508)	(24.341)	(7.185)	(17.537)	(72.970)	(24.727)
Resultado financeiro	162	(2.348)	(3.954)	(83.280)	(44.131)	(62.138)	(162.110)	(43.794)
Equivalência patrimonial	2.506	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(17)	(7.078)	(16.072)	(91.830)	(60.617)	(62.638)	(65.399)	(56.201)
Lucro (prejuízo) do período	2.587	28.093	41.334	197.171	117.184	143.170	126.094	109.166
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	2.587	28.093	41.334	197.171	117.184	143.170	126.094	109.166
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	108.990	106.977	166.563	811.771	407.615	226.923	710.989	437.330

15.4 Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
ATIVO	175.415	180.425	51.449	55.900
Ativo circulante	10.148	13.570	11.730	13.308
Ativo não circulante	165.267	166.855	39.719	42.592
PASSIVO	175.415	180.425	51.449	55.900
Passivo circulante	22.373	19.938	3.596	2.495
Passivo não circulante	31.266	42.988	-	-
Patrimônio líquido	121.776	117.499	47.853	53.405
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	66.163	66.797	77.779	60.943
Custos e despesas operacionais	(33.460)	(26.605)	(18.664)	(10.775)
Resultado financeiro	(5.172)	(664)	449	(1.703)
Imposto de renda e contribuição social	(3.009)	(2.298)	(2.617)	(2.060)
Lucro líquido do exercício	24.522	37.230	56.947	46.405
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício	24.522	37.230	56.947	46.405
Participação na coligada - %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	28.043	27.057	17.116	19.102

Em 31.12.2022, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.581 (R\$ 2.166 em 31.12.2021).

16 Imobilizado

16.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Depreciação		31.12.2022	Depreciação		31.12.2021
	Custo	acumulada		Custo	acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.200.744	(4.925.970)	3.274.774	8.161.702	(4.776.639)	3.385.063
Máquinas e equipamentos	8.951.061	(3.060.695)	5.890.366	8.409.689	(2.840.114)	5.569.575
Edificações	2.001.801	(1.160.549)	841.252	1.993.695	(1.125.862)	867.833
Terrenos	510.681	(59.157)	451.524	508.164	(49.046)	459.118
Veículos e aeronaves	35.457	(33.115)	2.342	33.871	(32.756)	1.115
Móveis e utensílios	17.007	(10.871)	6.136	16.400	(10.966)	5.434
(-) Impairment (16.4)	(785.205)	-	(785.205)	(710.509)	-	(710.509)
(-) Obrigações especiais	(748)	330	(418)	(792)	290	(502)
	18.930.798	(9.250.027)	9.680.771	18.412.220	(8.835.093)	9.577.127
Em curso						
Custo	575.080	-	575.080	752.846	-	752.846
(-) Impairment (16.4)	(186.383)	-	(186.383)	(187.382)	-	(187.382)
	388.697	-	388.697	565.464	-	565.464
	19.319.495	(9.250.027)	10.069.468	18.977.684	(8.835.093)	10.142.591

16.2 Mutações do imobilizado

Consolidado						
	Saldo em 31.12.2021	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2022
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.385.063	-	(149.331)	-	39.042	3.274.774
Máquinas e equipamentos	5.569.575	-	(333.396)	(29.678)	683.865	5.890.366
Edificações	867.833	-	(35.834)	(333)	9.586	841.252
Terrenos	459.118	-	(10.111)	(381)	2.898	451.524
Veículos e aeronaves	1.115	-	(389)	-	1.616	2.342
Móveis e utensílios	5.434	-	(584)	(111)	1.397	6.136
(-) Impairment (16.4)	(710.509)	(74.696)	-	-	-	(785.205)
(-) Obrigações especiais	(502)	-	125	-	(41)	(418)
	9.577.127	(74.696)	(529.520)	(30.503)	738.363	9.680.771
Em curso						
Custo	752.846	559.318	-	(12.338)	(724.746)	575.080
(-) Impairment (16.4)	(187.382)	999	-	-	-	(186.383)
	565.464	560.317	-	(12.338)	(724.746)	388.697
	10.142.591	485.621	(529.520)	(42.841)	13.617	10.069.468

Consolidado								
	Saldo em 01.01.2021	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Alienação Copel Telecom	Outros (b)	Saldo em 31.12.2021
Em serviço								
Reservatórios, barragens, adutoras	3.481.391	-	(174.810)	2.147	76.335	-	-	3.385.063
Máquinas e equipamentos	5.647.220	-	(375.430)	(26.345)	174.615	(605.042)	754.557	5.569.575
Edificações	872.575	-	(38.629)	(506)	35.060	(667)	-	867.833
Terrenos	451.908	-	(10.777)	(763)	18.848	(98)	-	459.118
Veículos e aeronaves	1.892	-	(835)	(68)	134	(8)	-	1.115
Móveis e utensílios	6.816	-	(1.079)	(46)	1.562	(1.819)	-	5.434
(-) Impairment (16.4)	(925.521)	215.012	-	-	-	-	-	(710.509)
(-) Impairment Copel TEL	(27.928)	1.989	-	-	-	25.939	-	-
(-) Obrigações especiais	(251)	-	89	-	(340)	-	-	(502)
(-) Reclassificação (a)	(622.988)	-	-	-	41.293	581.695	-	-
	8.885.114	217.001	(601.471)	(25.581)	347.507	-	754.557	9.577.127
Em curso								
Custo	795.816	406.173	-	(42.655)	(335.975)	(70.513)	-	752.846
(-) Impairment (16.4)	(120.308)	(67.074)	-	-	-	-	-	(187.382)
(-) Impairment Copel TEL	(3.853)	3.103	-	-	-	750	-	-
(-) Reclassificação (a)	(61.309)	-	-	-	(8.454)	69.763	-	-
	610.346	342.202	-	(42.655)	(344.429)	-	-	565.464
	9.495.460	559.203	(601.471)	(68.236)	3.078	-	754.557	10.142.591

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

(b) Efeito da aquisição do Complexo Vilas (NE nº 1.2 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2021)

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 2022 estes custos totalizaram R\$ 13.468, à taxa média de 0,32% a.a. (R\$ 953, à taxa média de 0,02% a.a., em 2021).

16.3 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado estão proporcionais a participação da Copel GeT nos ativos das usinas, conforme demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2022	31.12.2021		
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51,0					
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul						
Em serviço					859.882	859.926
(-) Depreciação Acumulada					(288.728)	(263.792)
Em curso		19.899	20.527			
			591.053	616.661		
UHE Baixo Iguaçu	30,0					
Em serviço					693.487	692.395
(-) Depreciação Acumulada					(87.278)	(64.519)
Em curso					55.863	56.027
			662.072	683.903		
			1.253.125	1.300.564		

16.4 Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (*impairment*) de ativos do segmento de geração

A partir da análise de indicadores de *impairment*, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) e da mensuração do valor em uso foram testadas as unidades geradoras de caixa do segmento geração.

O cálculo do valor em uso baseou-se em fluxos de caixa operacionais descontados pelo horizonte das concessões, mantendo-se as atuais condições comerciais da companhia. A taxa utilizada para descontar o fluxo de caixa foi definida e atualizada a partir da metodologia WACC (Custo Médio Ponderado de Capital) e CAPM (Modelo de Precificação de Ativos), por tipo de fonte, para os negócios de geração, considerando parâmetros tradicionais e usualmente utilizados no mercado.

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados.

Cabe observar que as diversas premissas utilizadas pela Administração na determinação dos fluxos de caixa futuros podem ser afetadas por eventos incertos, o que pode gerar oscilações nos resultados. Mudanças no modelo político e econômico, por exemplo, podem resultar em alta na projeção do risco-país, elevando as taxas de desconto utilizadas nos testes.

De forma geral, os testes contemplaram as seguintes premissas chaves:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;

- Atualização das taxas de desconto após os impostos, específica para o segmento testado, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos vigentes e expectativa de mercado futuro, sem previsão de renovação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia;
- Atualização de encargos regulatórios.

A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos de geração.

Em 31.12.2022, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.537.487	(320.171)	(632.559)	1.584.757
UEGA	686.498	(384.810)	(108.132)	193.556
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	1.052.717	(130.051)	(216.018)	706.648
	4.291.581	(835.032)	(971.588)	2.484.961

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment*.

Consolidado	Saldo em	Impairment / Reversão	31.12.2021	Impairment / Reversão	Saldo em
	1º.01.2021				31.12.2022
Em serviço					
UHE Colíder	(683.193)	43.664	(639.529)	6.970	(632.559)
UEGA	(138.777)	138.777	-	(108.132)	(108.132)
Usinas no Paraná	(103.551)	32.571	(70.980)	26.466	(44.514)
	(925.521)	215.012	(710.509)	(74.696)	(785.205)
Em curso					
Consórcio Tapajós	(14.464)	(415)	(14.879)	-	(14.879)
Usinas no Paraná	(105.844)	(66.659)	(172.503)	999	(171.504)
	(120.308)	(67.074)	(187.382)	999	(186.383)
	(1.045.829)	147.938	(897.891)	(73.697)	(971.588)

16.4.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e a taxa de desconto depois dos impostos de 5,71% a.a. (em 2021, 5,77% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. A atualização da expectativa de receita com a venda da energia, que compensou aumentos com custos operacionais e com encargos regulatórios, e a variação do valor contábil, possibilitaram a reversão parcial do *impairment*.

16.4.2 UEG Araucária

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, revisão da expectativa de despacho, atualização do Custo Variável Unitário - CVU e a taxa de desconto depois dos impostos de 7,00% a.a. (em 2021, 7,69% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita. Pela revisão das premissas, principalmente a redução na expectativa de despacho da usina em relação a 31.12.2021, quando se previa aumento da demanda da usina em consequência das condições hidrológicas desfavoráveis, foi reconhecido *impairment* em 2022, considerando a mudança significativa do cenário hidrológico do país.

16.4.3 UTE Figueira

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos de 6,23% a.a. (em 2021, 5,77% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica para fonte térmica, a postergação da entrada em operação da usina ocorrida em dezembro de 2022 (em 2021, a expectativa era para abril de 2022), a atualização da expectativa de receita com venda de energia e com a indenização do saldo residual do ativo, as alterações nos custos operacionais e no Capex, e a revisão do saldo de carvão à ser ressarcido para a conta CDE. Pela revisão do conjunto de premissas foi reconhecida a reversão parcial do *impairment*.

16.4.4 Demais usinas hídricas

Em dezembro de 2022, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: i) premissas e orçamentos da Companhia; ii) a taxa de desconto depois dos impostos de 5,71% a.a. (em 2021, 5,77% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica; e, iii) revisão dos encargos regulatórios e dos custos operacionais que foram compensados pela expectativa de venda da energia descontratada. Pela revisão do conjunto de premissas e a variação do valor contábil, foi possível reverter parte do saldo de *impairment*.

16.4.5 Unidades geradoras de caixa que não apresentam reversão ou provisão para impairment

As usinas que não sofreram *impairment* tem valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável ("VR") excede o valor contábil ("VC") dos ativos e demonstra a análise de sensibilidade aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto para avaliação do risco de *impairment* de cada empreendimento.

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de Impairment
Ativos Eólicos					
Complexo São Bento (a)	8,06%	59,64%	55,18%	50,93%	-
Complexo Brisa I (b)	8,06%	58,38%	53,76%	49,35%	-
Complexo Brisa II (c)	8,06%	55,70%	50,85%	46,24%	-
Complexo Bento Miguel (d)	8,06%	15,96%	12,23%	8,70%	-
Complexo Cutia (e)	8,06%	11,67%	8,36%	5,21%	-
Complexo Jandaíra (f)	5,61%	29,61%	25,92%	22,41%	-
Complexo Vilas (g)	5,44%	43,11%	38,61%	34,35%	-
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,71%	29,95%	29,58%	29,21%	-
Segredo	5,71%	96,90%	94,04%	91,24%	-
Caxias	5,71%	73,31%	70,52%	67,81%	-
Guaricana	5,71%	31,92%	30,77%	29,63%	-
Chaminé	5,71%	61,48%	60,03%	58,61%	-
Apucarantina	5,71%	28,85%	27,83%	26,81%	-
Mauá	5,71%	106,38%	101,73%	97,25%	-
Marumbi	5,71%	30,16%	22,67%	20,19%	-
Cavernoso II	5,71%	28,09%	24,87%	21,79%	-
Bela Vista	7,67%	56,29%	49,96%	44,51%	-
Elejor	7,00%	9,45%	6,89%	1,82%	-

(a) Contempla as usinas GE Boa Vista, GE Farol, GE Olho D'Água e GE São Bento do Norte.

(b) Contempla as usinas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III e Nova Eurus IV.

(c) Contempla as usinas Santa Maria, Santa Helena e Ventos de Santo Uriel.

(d) Contempla as usinas São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e GE São Miguel III.

(e) Contempla as usinas Cutia, Guajiru, Jangada, Maria Helena, Potiguar, Esperança e Paraíso dos Ventos.

(f) Contempla as usinas Jandaíra I, Jandaíra II, Jandaíra III e Jandaíra IV

(g) Contempla as usinas Potiguar B61, Potiguar B141, Potiguar B142, Potiguar B143 e Ventos de Vila Paraíba IV.

16.5 Empreendimentos em construção

16.5.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 224.673, o empreendimento, com 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,61 MW médios, foi construído no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná. A participação no leilão A-6 realizado em 31.08.2018 vendeu 14,7 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 195,70/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2024, prazo de 30 anos e reajuste anual pelo IPCA.

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019 e a entrada em operação comercial de três unidades geradoras ocorreu em 2021. A entrada em operação da central geradora (*Stream Diver*), está prevista para o primeiro semestre de 2023.

16.5.2 Complexo eólico Jandaíra

Com um investimento estimado em R\$ 411.610, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, está sendo construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte. A participação no leilão de geração de energia nova A-6, realizado em 18.10.2019 vendeu 14,4 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA.

De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início em janeiro de 2021. O complexo, com 26 unidades geradoras divididas em 4 parques eólicos, iniciou a operação comercial de todo o empreendimento durante o ano de 2022.

16.6 Taxas de depreciação

Taxas de depreciação (%)	31.12.2022	31.12.2021
Taxas médias do segmento de geração (16.6.1)		
Equipamento geral	6,25	6,25
Máquinas e equipamentos	3,68	3,68
Geradores	3,42	3,42
Reservatórios, barragens e adutoras	2,67	2,56
Turbina hidráulica	2,89	2,90
Turbinas a gás e a vapor	4,00	4,00
Processamento de gás	3,00	3,00
Unidade de geração eólica	4,94	4,98
Edificações	3,07	3,15
Taxas médias para ativos da Administração central		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,27
Móveis e utensílios	6,25	6,30
Veículos	14,29	14,29

16.6.1 Ativos com taxas de depreciação limitadas ao prazo de concessão

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder, Baixo Iguaçu, Cavernoso II e PCH Bela Vista, da Copel GeT, e das usinas Santa Clara e Fundão, da Elejor, são considerados pelo Poder Concedente sem total garantia de indenização do valor residual ao final do prazo da concessão. Essa interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996 que regulamentam a produção de energia elétrica por produtor independente. Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, inclusive terrenos, a depreciação é realizada pela maior taxa entre aquela determinada pela vida útil do ativo ou a taxa calculada com base no prazo de concessão.

Conforme previsto nos contratos de concessão, os investimentos posteriores e não previstos no projeto original, desde que aprovados pelo Poder Concedente e ainda não amortizados, serão indenizados ao final do prazo das concessões e depreciados com as taxas estabelecidas pela vida útil do ativo, a partir da entrada em operação.

Da mesma forma, os ativos de geração eólica, cuja energia elétrica produzida destina-se à comercialização na modalidade de Produção Independente de Energia Elétrica conforme estabelecido nos artigos 12, 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, também são depreciados pela maior taxa entre aquela determinada pela vida útil do ativo ou a taxa calculada com base no prazo de autorização.

17 Intangível

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (17.1)	7.257.827	6.596.184
Contratos de concessão/autorização de geração (17.2)	2.252.615	2.473.858
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (17.3)	726.107	96.145
Outros intangíveis (17.4)	41.178	49.373
	10.277.727	9.215.560

A Administração não identificou evidências que justificassem a necessidade de reconhecimento de perdas pela redução ao valor recuperável de ativos intangíveis.

17.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2021	8.953.486	(2.750.099)	6.203.387
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(8.385)	(8.385)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	943.905	(122.346)	821.559
Transferências para outros créditos	(3.563)	-	(3.563)
Quotas de amortização - concessão (a)	(522.525)	146.697	(375.828)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.363)	-	(10.363)
Baixas	(30.623)	-	(30.623)
Em 31.12.2021	9.330.317	(2.734.133)	6.596.184
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	1.332.118	(194.794)	1.137.324
Transferências para outros créditos	(955)	-	(955)
Quotas de amortização - concessão (a)	(564.252)	153.503	(410.749)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.483)	-	(10.483)
Baixas	(53.494)	-	(53.494)
Em 31.12.2022	10.033.251	(2.775.424)	7.257.827

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da transferência para intangível em serviço ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

Saldo referente à parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, líquida das obrigações especiais. As obrigações especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, da União, Estados e Municípios, destinados a investimentos em empreendimentos vinculados à concessão, e não são passivos onerosos ou créditos do acionista.

17.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização/ ágio	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2021	195.622	-	358.218	553.840
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas	-	-	277.120	277.120
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas	-	-	94.221	94.221
Outorga Aneel - uso do bem público	63.446	1.823	-	65.269
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(72.148)	-	(14.987)	(87.135)
Capitalizações para intangível em serviço	1.823	(1.823)	-	-
Repactuação Risco Hidrológico (GSF)	1.570.543	-	-	1.570.543
Em 31.12.2021	1.759.286	-	714.572	2.473.858
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.1.1)	-	-	23.982	23.982
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.1.1)	-	-	8.154	8.154
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(228.509)	-	(24.870)	(253.379)
Em 31.12.2022	1.530.777	-	721.838	2.252.615

(a) Contempla o saldo de uso do bem público e de repactuação do risco hidrológico.

(b) Amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento.

17.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2021	132.366
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	3.398
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.2)	(1.398)
Quotas de amortização - concessão	(38.221)
Em 31.12.2021	96.145
Adições - renovação da concessão	413.410
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	13.738
Transferências de contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.2)	243.628
Quotas de amortização - concessão	(40.690)
Baixas	(124)
Em 31.12.2022	726.107

As adições e o saldo transferido da rubrica de contas a receber vinculadas a concessão são decorrentes da renovação da concessão da Compagas (NE nº 2.1.1). O montante registrado como ativo intangível será amortizado a partir da renovação da concessão, pela expectativa de vida útil do ativo (30 anos para os ativos da operação de distribuição de gás e 10 anos para os demais bens), limitado ao prazo final da concessão.

17.4 Outros intangíveis

Ativo composto por softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização,

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2021	19.209	20.654	39.863
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	10.275	-	10.275
Aquisições	-	10.375	10.375
Transferências do imobilizado	986	482	1.468
Capitalizações para intangível em serviço	4.453	(4.453)	-
Quotas de amortização (a)	(7.770)	-	(7.770)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(5)	-	(5)
Cisão parcial de ativos	(5.047)	(526)	(5.573)
(-) Reclassificação (b)	141	599	740
Em 31.12.2021	22.242	27.131	49.373
Aquisições	-	8.319	8.319
Transferências para imobilizado	(9.795)	-	(9.795)
Capitalizações para intangível em serviço	5.561	(5.561)	-
Quotas de amortização (a)	(5.160)	-	(5.160)
Baixas	-	(1.559)	(1.559)
Em 31.12.2022	12.848	28.330	41.178

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

18 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.262	2.214	42.829	46.245
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	773	1.413	15.547	17.792
	2.035	3.627	58.376	64.037
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida (a)	875	-	47.462	-
Férias	2.543	4.656	95.930	107.471
Provisões por desempenho e participação nos lucros	688	14.455	47.726	364.701
Programa de desligamentos voluntários	458	13.716	2.895	68.601
Outros	6	-	400	-
	4.570	32.827	194.413	540.773
	6.605	36.454	252.789	604.810

(a) Refere-se a provisão do reajuste salarial referente ao Acordo Coletivo de Trabalho aprovado em janeiro de 2023, com efeitos retroativos a outubro de 2022 (data-base do acordo).

19 Fornecedores

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Energia elétrica	1.208.733	1.303.386
Materiais e serviços	626.710	770.629
Gás para revenda	93.696	60.121
Encargos de uso da rede elétrica	286.331	576.848
	2.215.470	2.710.984
	Circulante	2.090.022
	Não circulante	125.448
		2.585.735
		125.249

20 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2022	31.12.2021
MOEDA ESTRANGEIRA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
Par Bond (a)	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	-	89.058
Discount Bond (a)				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	1% + 0,20%	1% + 0,20%	12.082	-	61.514
Total moeda estrangeira											-	150.572
MOEDA NACIONAL												
Banco do Brasil												
CCB 306.401.381 (b)	Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	21.07.2015	2	25.03.2023	Trimestral	135,00% do DI	145,46% do DI	640.005	-	641.207
CCB 265.901.903	Copel DIS			29.06.2022	2	24.06.2025	Trimestral	DI + spread 1,25%	DI + spread 2,14%	750.000	751.673	-
Itaú Unibanco S.A												
Nota Comercial (c)	Copel GET	Amortização parcial da 3ª, 4ª e 5ª emissões de debêntures da emitente e atendimento de obrigações diversas de curto prazo, incluindo compra de energia, obrigações regulatórias e dividendos.	Fidejussória	10.09.2022	2	10.09.2025	Semestral	DI + spread 1,22%	DI + spread 1,31%	1.000.000	1.037.946	-
											1.037.946	-
Caixa Econômica Federal												
415.855-22/14	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	31.03.2015	120	08.12.2026	Mensal	6,0%	6,0%	16.984	7.664	9.580
											7.664	9.580
Banco do Nordeste do Brasil												
35202166127989	Jandaíra I	Implantação do Complexo Eólico de Jandaíra.	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	21.687	17.969	7.312
35202164527986	Jandaíra II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	56.421	46.644	18.424
35202162927987	Jandaíra III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.158	53.843	21.645
35202160027984	Jandaíra IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.421	54.053	22.058
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico de Vilas.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de direitos do contrato de O&M; cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização; penhor de ações; alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; Fiança bancária de 100%; cessão fiduciária das Contas Reserva do serviço da dívida; cessão fiduciária da conta reserva de operação (O&M); Contrato de suporte de acionista	04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	89.685	94.781
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	89.709	94.809
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	89.376	94.453
35201910625534	Ventos de Vila Paraíba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	91.004	96.237
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	186.552	176.324
											718.835	626.043
Banco do Brasil - Repasse BNDES												
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	60.720	72.109
											60.720	72.109

(a) Em 10.03.2022 foi efetuado o resgate antecipado da dívida, líquido da garantia em caução.

(b) Dívida renegocida em março de 2021, com alteração nas datas de amortização e no valor dos encargos financeiros.

(c) Nota Comercial, série única, para distribuição pública com esforços restritos. Fiadora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(1) - IPCA utilizado no cálculo do juros e não na atualização do principal.

(continua)

Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2022	31.12.2021		
Consolidado														
BNDES														
820989.1	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	60.719	72.109		
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	11.186	14.431		
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	32.012	36.593		
13211061		Implantação da UHE Colíder.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	615.968	680.413	
13210331		Implantação da subestação Cerquilho III.			03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	7.502	8.758	
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.			28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	16.139	18.151	
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.			28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	9.542	10.822	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu			22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	159.948	171.447	
19207901- A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE Andirá Leste.			03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	200.932	185.532	
19207901- C+D+I+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenau e Baixo Iguaçu - Realeza.			03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	188.869	162.773	
14205611-C	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)			Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	11.757	19.595
14.2.1271.1	Santa Maria	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas			Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	34.125	37.771
14.2.1272.1	Santa Helena					01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	37.027	40.983
11211521	GE Farol		19.03.2012	192		15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	29.888	33.570		
11211531	GE Boa Vista		19.03.2012	192		15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	22.096	24.818		
11211541	GE S.B. do Norte		19.03.2012	192		15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	50.112	56.287		
11211551	GE Olho D'Água		19.03.2012	192		15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	53.519	60.113		
18204611	Cutia		Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	10.10.2018		192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	543.337	563.569	
13212221 - A	Costa Oeste		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.		03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	12.842	14.898
13212221 - B		03.12.2013	106		30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	598	1.396			
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.		08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	16.981	19.444		
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	3.020	5.285		
											2.118.119	2.238.758		
Total moeda nacional											4.694.957	3.587.697		
											Dívida bruta	4.694.957	3.738.269	
											(-) Custo de transação	(44.594)	(59.825)	
											Dívida líquida	4.650.363	3.678.444	
											Circulante	278.838	579.770	
											Não Circulante	4.371.525	3.098.674	

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo

20.1 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

Consolidado		31.12.2022	%	31.12.2021	%
	variação da moeda no exercício (%)				
Moeda estrangeira					
Dólar norte-americano	(6,50)	-	-	150.572	4,09
		-	-	150.572	4,09
	indexadores ao final do exercício (%)				
Moeda nacional					
TJLP	7,20	1.755.556	37,75	1.916.561	52,11
CDI	13,65	1.772.718	38,12	639.555	17,39
TR	0,21	-	-	-	-
IPCA	5,79	1.099.050	23,63	935.900	25,44
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	23.039	0,50	35.856	0,97
		4.650.363	100,00	3.527.872	95,91
		4.650.363	100,00	3.678.444	100,00

Em 10.03.2022 foi efetuado o resgate antecipado do empréstimo em moeda estrangeira junto à Secretaria do Tesouro Nacional - STN.

20.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2022	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	608.001	(8.902)	599.099
2025	1.604.933	(5.666)	1.599.267
2026	230.905	(2.171)	228.734
2027	232.594	(2.172)	230.422
2028	215.888	(2.182)	213.706
Após 2028	1.514.960	(14.663)	1.500.297
	4.407.281	(35.756)	4.371.525

20.3 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2021	140.337	638.431	778.768
Encargos	6.218	39.833	46.051
Variação monetária e cambial	10.266	-	10.266
Pagamento - encargos	(6.249)	(38.709)	(44.958)
Em 31.12.2021	150.572	639.555	790.127
Encargos	953	50.901	51.854
Variação monetária e cambial	(14.378)	-	(14.378)
Amortização - principal	(134.894)	(640.005)	(774.899)
Pagamento - encargos	(2.253)	(50.451)	(52.704)
Em 31.12.2022	-	-	-

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2021	140.337	3.048.194	3.188.531
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas		514.272	514.272
Ingressos	-	134.313	134.313
(-) Custos de transação	-	(1.647)	(1.647)
Encargos	6.218	191.398	197.616
Variação monetária e cambial	10.266	31.091	41.357
Amortização - principal	-	(202.577)	(202.577)
Pagamento - encargos	(6.249)	(187.172)	(193.421)
Em 31.12.2021	150.572	3.527.872	3.678.444
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas (NE 1.1.1)	-	25.398	25.398
Ingressos	-	1.891.954	1.891.954
(-) Custos de transação	-	(19.781)	(19.781)
Encargos	953	390.569	391.522
Variação monetária e cambial	(14.378)	34.978	20.600
Amortização - principal	(134.894)	(865.425)	(1.000.319)
Pagamento - encargos	(2.253)	(335.202)	(337.455)
Em 31.12.2022	-	4.650.363	4.650.363

20.4 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

Os contratos de empréstimos e financiamentos contêm cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições contratadas poderá implicar em multas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos. A controlada Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. apurou ICSD de 1,15 e, portanto, complementarará a Conta Reserva no valor de R\$ 5.738 no prazo definido contratualmente.

A Companhia tem expectativa de que todos os indicadores financeiros, medidos anualmente, sejam cumpridos em 2023.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda/ Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,5 ≤ 3,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações GE Boa Vista S.A. GE Farol S.A. GE Olho D'Água S.A. GE São Bento do Norte S.A.	Contrato de Cessão BNDES BNDES Finem nº 11211531 BNDES Finem nº 11211521 BNDES Finem nº 11211551 BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

21 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2022	31.12.2021
Copel	8ª	(a)	Pagamento da 8ª emissão de debêntures e reforço da estrutura de capital.	Fidejussória	14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	502.400	-	502.400
	3ª		Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.		20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	-	339.767
	4ª	(a)	Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	357.573	690.311
	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.		25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	225.643	284.483
	6ª (série 1)		Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	852.816	825.358
Copel GeT	6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE Colider e UHE Baixo Iguaçu	Fidejussória	15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	251.363	237.650
	7ª (série 1)	(c)	Reforço do capital de giro da Emissora; amortização e/ou reembolso de caixa de parcela de principal da 3ª e 4ª emissão de debêntures.		15.10.2021	2	15.10.2026	Semestral	DI + spread 1,38%	DI + spread 1,45%	1.133.363	1.166.982	1.148.216
	7ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos Projetos: Melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; Implantação dos Ativos do Lote "E", do Leilão Aneel nº 05/2015; Aportes na Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. e Bela Vista Geração de Energia S.A.		15.10.2021	3	15.10.2031	Semestral	IPCA + 5,7138%	IPCA + 6,1033%	366.637	397.825	374.658
	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.		20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	-	254.824
Copel DIS	4ª		Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	346.895	684.185
	5ª (série 1)		Investimento para expansão, renovação ou melhoria e reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.		15.11.2019	3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA+ 4,61%	500.000	618.209	584.489
	5ª (série 2)	(c)	Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.		15.11.2019	2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	-	177.187
	6ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora e amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: 3ª, 4ª e 5ª Emissão.	Fidejussória	16.06.2021	2	15.06.2026	Semestral	CDI + 1,95%	CDI + 2,02%	1.000.000	1.006.449	1.005.102
	6ª (série 2)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora, vinculada ao Contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.		16.06.2021	3	15.06.2031	Semestral	IPCA + 4,7742%	IPCA + 5,1564%	500.000	559.894	529.366
	7ª (série 1)	(e)	Reforço de Capital de giro; resgate das debêntures da 3ª emissão; amortização da 2ª parcela de principal da 4ª e 5ª emissão.		15.05.2022	2	15.05.2025	Semestral	CDI + 1,21%	CDI + 1,28%	300.000	305.380	-
	7ª (série 2)				15.05.2022	2	15.05.2027	Semestral	CDI + 1,36%	CDI + 1,42%	901.450	917.789	-
	7ª (série 3)		Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da emissora, vinculada ao Contrato de concessão nº 46/1999 da Aneel.		15.05.2022	3	15.05.2032	Semestral	IPCA + 6,1732%	IPCA + 6,6587%	298.550	301.830	-
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	91.468	100.240
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	126.067	131.630
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.000	360.894	370.903
Divida bruta											7.887.077	8.240.769	
(-) Custo de transação											(83.222)	(93.152)	
Divida líquida											7.803.855	8.147.617	
Circulante											1.346.347	2.144.485	
Não Circulante											6.457.508	6.003.132	

(a) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de distribuição, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(d) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, emissão privada. Empresas: Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus e Ventos de Santo Uriel. Interviente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.

(e) Debêntures simples, três séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

21.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2022	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2024	670.831	(13.890)	656.941
2025	1.798.427	(11.436)	1.786.991
2026	1.789.732	(9.168)	1.780.564
2027	718.578	(7.584)	710.994
2028	62.857	(5.997)	56.860
Após 2028	1.482.417	(17.259)	1.465.158
	6.522.842	(65.334)	6.457.508

21.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	801.289	6.757.481
Ingressos	-	3.000.000
(-) Custos de transação	-	(35.030)
Encargos e variação monetária	25.232	658.653
Amortização - principal	(300.000)	(1.852.048)
Pagamento - encargos	(24.805)	(361.073)
Reclassificação (a)	-	(20.366)
Em 31.12.2021	501.716	8.147.617
Ingressos	-	1.500.000
(-) Custos de transação	-	(14.445)
Encargos e variação monetária	26.642	1.112.287
Amortização - principal	(500.000)	(2.051.481)
Pagamento - encargos	(28.358)	(890.123)
Em 31.12.2022	-	7.803.855

21.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

As debêntures emitidas contém cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social, que represente alteração de controle sem a prévia anuência dos debenturistas; não realizar, sem prévia e expressa autorização dos debenturistas, distribuição de dividendos ou pagamentos de juros sobre capital próprio, caso esteja em mora relativamente ao cumprimento de quaisquer de suas obrigações pecuniárias ou não atenda aos índices financeiros estabelecidos. O descumprimento das condições contratadas poderá implicar na necessidade de solicitação de anuência aos debenturistas ou na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2022, todos os indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Ventos de Santo Uriel e Nova Asa Branca III que têm a dívida de R\$ 72.588 em 31.12.2022 e que não atenderam ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. Contudo, a Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 30.12.2022, conforme carta do BNDES AE/DEENE2 nº 061/2022, o compromisso da instituição bancária de fomento de não declarar o vencimento antecipado das escrituras de debêntures, com base no desempenho desse índice no exercício de 2022.

Adicionalmente, a controlada Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. apurou ICSD de 1,15 e, portanto, complementar a Conta Reserva no valor de R\$ 5.738 no prazo definido contratualmente.

A Companhia tem expectativa de que todos os indicadores financeiros, medidos anualmente, sejam cumpridos em 2023.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	4ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
	5ª Emissão de Debêntures		
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	4ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
	5ª Emissão de Debêntures		
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. O contrato estabelece que, caso o índice esteja no intervalo entre 1,10 e 1,20, deve-se complementar o valor dos recursos aplicados na Conta Reserva de forma que a totalidade atinja o índice de 1,20, no prazo de até 2 dias úteis contados da divulgação das demonstrações financeiras.

22 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e Plano Assistencial, para assistência médica e odontológica (Planos Prosaúde II e Prosaúde III), para seus empregados ativos e seus dependentes legais. O patrocínio vitalício do Plano Assistencial para os aposentados, pensionistas e dependentes legais somente é aplicado aos participantes do Plano Prosaúde II. A Fundação Copel de Previdência e Assistência é a entidade que administra estes planos.

22.1 Plano de benefício previdenciário

O Plano Unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo. Este plano está fechado para novos participantes desde 1998.

O Plano III, único plano disponível para novos participantes, é um plano de Contribuição Variável - CV na fase contributiva e, após a aposentadoria, torna-se um plano de Benefício Definido - BD.

22.2 Plano Assistencial

A Companhia e suas controladas alocam recursos para a cobertura das despesas de saúde dos empregados e de seus dependentes, dentro de regras, limites e condições estabelecidos nos regulamentos dos Planos Prosaúde II e Prosaúde III. A cobertura inclui exames médicos periódicos em ambos os planos e somente é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente no Plano Prosaúde II.

22.3 Balanço patrimonial e resultado

Os valores reconhecidos no passivo, na conta de Benefícios pós-emprego, estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Planos previdenciários	8	12	949	965
Planos assistenciais	26.839	14.139	1.069.088	1.294.209
	26.847	14.151	1.070.037	1.295.174
Circulante	2.957	229	73.814	68.836
Não circulante	23.890	13.922	996.223	1.226.338

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Empregados				
Planos previdenciários	2.106	1.301	55.607	59.052
Plano assistencial - pós-emprego	2.278	958	140.293	116.504
Plano assistencial - funcionários ativos	1.527	1.427	68.897	71.795
	5.911	3.686	264.797	247.351
Administradores				
Planos previdenciários	706	348	1.236	1.300
Plano assistencial	68	31	148	122
	774	379	1.384	1.422
	6.685	4.065	266.181	248.773

22.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	10.155	1.493.614
Apropriação do cálculo atuarial	958	116.504
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	6.402	130.308
Ajuste referente a perdas atuariais	3.257	(246.626)
Amortizações	(6.621)	(198.626)
Em 31.12.2021	14.151	1.295.174
Apropriação do cálculo atuarial	2.278	140.293
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.016	127.878
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais (a)	11.337	(291.742)
Amortizações	(5.935)	(201.566)
Em 31.12.2022	26.847	1.070.037

(a) Ajustes decorrentes da transferência do passivo da Copel Serviços para a Copel e demais subsidiárias.

22.5 Avaliação atuarial de acordo com o CPC 33 (R1) / IAS 19

22.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2022		2021	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	5,10%	-	5,50%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	6,10%	11,51%	5,20%	10,99%
Planos Unificado - Saldado	6,12%	11,53%	5,20%	10,99%
Planos III	6,13%	11,54%	5,30%	11,09%
Planos Assistencial	6,13%	11,54%	5,30%	11,09%
Crescimento salarial/custos médicos				
Plano Unificado a.a.	0,00%	5,10%	0,00%	5,50%
Plano III a.a.	1,00%	6,15%	1,00%	6,56%
Plano Assistencial - Aging Factor	3,30%	-	5,80%	-
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

22.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Número de participantes ativos	10	18	6.031	6.645	5.775	6.276
Número de participantes inativos	4.170	4.229	5.369	5.018	9.059	8.910
Número de dependentes	-	-	-	-	20.867	21.621
Total	4.180	4.247	11.400	11.663	35.701	36.807

22.5.3 Expectativa de vida a partir da idade média - Tábua AT-2000 (em anos)

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 68,27 e 67,08 anos.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2022		
Participantes aposentados	19,60	23,42
Participantes pensionistas	12,48	25,97
Em 31.12.2021		
Participantes aposentados	11,60	23,47
Participantes pensionistas	13,22	27,02

22.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2022 totalizaram, respectivamente, superávit R\$ 595.847 e de R\$ 74.421 (R\$ 653.654 e R\$ 10.111, em 31.12.2021). A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2022, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2022	31.12.2021
Obrigações total ou parcialmente cobertas	6.029.530	3.457.537	1.234.771	10.721.838	10.973.812
Valor justo dos ativos do plano	(6.625.377)	(3.531.958)	(165.683)	(10.323.018)	(10.343.368)
Estado de cobertura do plano	(595.847)	(74.421)	1.069.088	398.820	630.444
Ativo não reconhecido	595.847	74.421	-	670.268	663.765
	-	-	1.069.088	1.069.088	1.294.209

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais com base no relatório atuarial, na data base 31.12. 2022, conforme apresentado na Demonstração de Resultados Abrangentes.

22.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2021	6.760.824	3.344.723	1.714.637
Custo de serviço	252	2.006	7.368
Custo dos juros	481.656	246.256	125.132
Benefícios pagos	(511.621)	(233.908)	-
Ganhos atuariais	(585.510)	(21.984)	(356.019)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2021	6.145.601	3.337.093	1.491.118
Custo de serviço	169	2.018	6.172
Custo dos juros	673.724	364.901	155.389
Benefícios pagos	(523.792)	(264.096)	(342)
(Ganhos) / perdas atuariais	(266.172)	17.621	(417.566)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2022	6.029.530	3.457.537	1.234.771

22.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano		
	Unificado	III	assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2021	7.568.268	3.629.780	222.148
Retorno esperado dos ativos	837.120	133.837	6.366
Contribuições e aportes	26.661	136.730	-
Benefícios pagos	(511.621)	(233.908)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(1.121.173)	(319.235)	(31.605)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2021	6.799.255	3.347.204	196.909
Retorno esperado dos ativos	743.845	274.486	26.390
Contribuições e aportes	29.808	151.606	-
Benefícios pagos	(523.792)	(264.096)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(423.739)	22.758	(57.616)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2022	6.625.377	3.531.958	165.683

22.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2023 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano		
	Unificado	III	Assistencial
Custo do serviço corrente	205	3.966	6.879
Custo estimado dos juros	700.311	397.093	141.876
Rendimento esperado do ativo do plano	(769.615)	(410.063)	(18.629)
Contribuições estimadas dos empregados	(89)	(1.983)	-
Custos (receitas)	(69.188)	(10.987)	130.126

22.5.8 Análise de sensibilidade

A tabela a seguir demonstra o efeito de um aumento ou uma redução de um ponto percentual nas taxas presumidas de variação dos custos, sobre o agregado dos componentes de custo de serviço e custo de juros dos custos líquidos periódicos pós-emprego e a obrigação de benefícios acumulada pós-emprego.

Consolidado	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(826.777)	823.400
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(195.345)	185.544
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	82.208	(80.982)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	392	(386)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	320	(313)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.040	(883)

22.5.9 Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos pela Companhia e suas controladas, nos próximos cinco anos, e o total de benefícios para os exercícios fiscais subsequentes, são apresentados abaixo:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2023	317.523	153.226	81.010	551.759
2024	316.790	152.659	81.114	550.563
2025	316.908	152.239	79.756	548.903
2026	316.481	151.790	76.382	544.653
2027	315.703	151.358	73.076	540.137
2028 a 2052	3.885.982	2.598.345	759.895	7.244.222

22.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2022 e a alocação-meta para 2023, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2023 (*)	2022
Renda fixa	77,2%	71,1%
Renda variável	5,3%	10,0%
Empréstimos	1,2%	1,2%
Investimentos imobiliários	5,6%	2,7%
Investimentos estruturados	8,7%	10,2%
Investimentos no exterior	2,0%	4,8%
	100,0%	100,0%

(*) Alocação Estratégica baseada no total de investimentos de cada plano.

Adicionalmente, seguem informações referentes à alocação de ativos de planos previdenciários patrocinados pela Companhia:

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	86,0%	60,0%	67,0%	40,0%
Renda variável	3,0%	2,0%	8,0%	3,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,0%	0,0%
Investimentos imobiliários	5,5%	0,0%	6,0%	0,0%
Investimentos estruturados	5,0%	0,0%	13,0%	0,0%
Investimentos no exterior	0,0%	0,0%	4,0%	0,0%

(*) Alocação Estratégica 2022.

A Administração da Fundação Copel decidiu manter participação mais conservadora em renda variável, em relação ao limite legal permitido, que é de 70%.

22.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2022 e 31.12.2021 nos valores de R\$ 72.353 e R\$ 64.883, respectivamente.

23 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Conta de desenvolvimento energético - CDE	41.122	41.786
Reserva global de reversão - RGR	5.366	8.834
Bandeira tarifária (NE nº 30.3.2)	-	147.766
	46.488	198.386

24 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei nº 9.991/2000 e regulamentações complementares, as concessionárias e permissionárias de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida regulatória em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, e as concessionárias de distribuição de energia elétrica devem segregar esse mesmo percentual entre os programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e de eficiência energética.

Os saldos registrados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE estão demonstrados no quadro a seguir:

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2022	Saldo em 31.12.2021
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	6.588	-	6.588	7.584
MME	-	3.314	-	3.314	3.790
P&D	229.290	1.322	29.631	260.243	286.029
	229.290	11.224	29.631	270.145	297.403
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	11.960	-	11.960	19.883
PEE	128.851	1.906	201.896	332.653	309.811
	128.851	13.866	201.896	344.613	329.694
	358.141	25.090	231.527	614.758	627.097
			Circulante	370.244	292.495
			Não circulante	244.514	334.602

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

24.1 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2021	8.085	4.041	332.746	5.855	314.284	665.011
Constituições	50.804	25.399	50.796	12.801	51.206	191.006
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.010	3.010
Juros (NE nº 32)	-	-	3.664	1.227	9.923	14.814
Recolhimentos	(51.305)	(25.650)	(15.966)	-	(56.176)	(149.097)
Conclusões	-	-	(85.211)	-	(12.436)	(97.647)
Em 31.12.2021	7.584	3.790	286.029	19.883	309.811	627.097
Constituições	39.044	19.535	39.070	11.298	45.191	154.138
Contrato de desempenho	-	-	-	-	2.552	2.552
Juros (NE nº 32)	-	-	6.197	3.799	24.648	34.644
Transferências	-	-	-	(3.685)	3.685	-
Recolhimentos	(40.040)	(20.011)	(8.061)	(19.335)	(29.740)	(117.187)
Conclusões	-	-	(62.992)	-	(23.494)	(86.486)
Em 31.12.2022	6.588	3.314	260.243	11.960	332.653	614.758

25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2022	31.12.2021
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	IPCA	21.587	20.495
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	30.518	27.376
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	9.050	8.595
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	2.200	2.894
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	874.187	844.599
							937.542	903.959
						Circulante	105.003	104.963
						Não circulante	832.539	798.996

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

Taxa desconto real e líquida, compatível com a taxa estimada de longo prazo, não tendo vinculação com a expectativa de retorno do projeto.

Pagamento à União

Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual corrigido, conforme definido no contrato de concessão.

25.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2021	731.864
Adição	65.269
Ajuste a valor presente	78.203
Variação monetária	117.053
Pagamentos	(88.430)
Em 31.12.2021	903.959
Adição	1.855
Ajuste a valor presente	27.063
Variação monetária	112.890
Pagamentos	(108.225)
Em 31.12.2022	937.542

25.2 Valor nominal e valor presente das contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2023	115.062	105.003
2024	115.106	94.974
2025	114.304	85.101
2026	114.036	76.626
Após 2026	1.583.477	575.838
	2.041.985	937.542

26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

26.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 31.12.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em 31.12.2022
Imóveis	120.929	25.365	2.405	(10.679)	(1.531)	136.489
Veículos	67.833	87.644	2.755	(45.044)	(170)	113.018
Equipamentos	15.294	3.986	1.536	(8.943)	-	11.873
	204.056	116.995	6.696	(64.666)	(1.701)	261.380

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Outros (a)	Saldo em 31.12.2021
Imóveis	23.384	87.921	10.748	(10.053)	(13.079)	22.008	120.929
Veículos	90.316	7.920	2.255	(33.000)	(142)	484	67.833
Equipamentos	18.821	2.424	612	(6.695)	(1.239)	1.371	15.294
	132.521	98.265	13.615	(49.748)	(14.460)	23.863	204.056

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39) e efeitos da combinação de negócios.

26.2 Passivo de arrendamentos

26.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	986	138.361
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	-	22.381
Adições	2.648	98.265
Ajuste por remensuração	26	13.615
Encargos	236	13.459
Pagamento - principal	(317)	(53.120)
Pagamento - encargos	(236)	(7.145)
Baixas	(85)	(14.799)
Reclassificação (a)	-	1.717
Em 31.12.2021	3.258	212.734
Adições	1.346	116.995
Ajuste por remensuração	583	6.696
Encargos	413	20.462
Pagamento - principal	(378)	(60.200)
Pagamento - encargos	(413)	(21.151)
Baixas	-	(1.780)
Em 31.12.2022	4.809	273.756
	Circulante	436
	Não circulante	4.373
		64.870
		208.886

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros nominal praticada na última captação de recursos, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. As taxas de juros aplicadas variam de 3,58% a 14,87% a.a.

26.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2024	51.452
2025	33.745
2026	34.241
2027	10.196
2028	9.845
Após 2029	169.140
Valores não descontados	308.619
Juros embutidos	(99.733)
Saldo do passivo de arrendamento	208.886

26.2.3 Direito potencial de PIS/Cofins a recuperar

Segue quadro indicativo do direito potencial de PIS/Cofins a recuperar embutido na contraprestação de arrendamentos conforme os períodos previstos para pagamento.

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	439.629	273.756
Pis/Cofins potencial	33.321	21.593

26.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16, na mensuração e na remensuração do passivo de arrendamento e do direito de uso, a Companhia utilizou a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, conforme vedação imposta pela norma.

No entanto, dada a realidade atual das taxas de juros de longo prazo no ambiente econômico brasileiro, o quadro a seguir apresenta os saldos comparativos entre a informação registrada em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16 e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	273.756	322.949	17,97%
Direito de uso de ativos	261.380	295.521	13,06%
Despesa Financeira	20.356	25.061	23,11%
Despesa de amortização	64.666	70.005	8,26%

26.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE nº 31.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2022
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	11.753	50.444	250.757	312.954

26.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2022
Compartilhamento de instalações	1.393	5.572	18.480	25.445

27 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	738.703	545.468
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 34.2.11)	184.813	108.031
Pagamentos/devoluções à consumidores	50.652	45.579
Taxa de iluminação pública arrecadada	52.520	32.895
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	38.145	34.113
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	33.223	35.130
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	28.511	12.066
Cauções em garantia	29.924	35.285
Aquisição de participações societárias	294	46.361
Outras obrigações	90.068	75.364
	1.246.853	970.292
	Circulante	370.383
	Não circulante	599.909

(a) Refere-se aos valores pagos pela aquisição de volumes de gás contratados e ainda não retirados pelos clientes.

28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis quando os critérios de reconhecimento de provisão, descritos na NE nº 4.11, são atendidos.

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiros, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informação não é fornecida.

O Supremo Tribunal Federal - STF, em 08.02.2023, ao analisar e julgar os Temas de Repercussão Geral nº 881 e nº 885, entendeu que uma decisão definitiva ("coisa julgada") sobre tributos recolhidos de forma continuada perde os seus efeitos caso o STF se pronuncie de forma contrária em ação de controle concentrado de constitucionalidade ou em recurso com repercussão geral, pois de acordo com a legislação e a jurisprudência uma decisão, ainda que com trânsito em julgado, só deve produzir efeitos enquanto perdurar o quadro fático e jurídico que a justificou. A Companhia não possui processos que se enquadram nos requisitos definidos pelo STF, razão pela qual não existem impactos em suas demonstrações financeiras.

28.1 Mutações das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 31.12.2021	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2022
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins	110.059	15.109	(1.604)	-	123.564
Outras	34.149	1.674	-	(152)	35.671
	144.208	16.783	(1.604)	(152)	159.235
Trabalhistas	2.437	1.529	-	(452)	3.514
Benefícios a empregados	587	2.338	(2.180)	-	745
Cíveis	175.356	467.013	(1.421)	-	640.948
Regulatórias	25.174	-	(25.174)	-	-
	347.762	487.663	(30.379)	(604)	804.442

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2021
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins	107.148	4.123	(1.212)	-	110.059
Outras	29.405	4.744	-	-	34.149
	136.553	8.867	(1.212)	-	144.208
Trabalhistas	2.466	688	(336)	(381)	2.437
Benefícios a empregados	-	587	-	-	587
Cíveis	163.940	38.445	-	(27.029)	175.356
Regulatórias	21.373	3.801	-	-	25.174
	324.332	52.388	(1.548)	(27.410)	347.762

Consolidado	Saldo em 31.12.2021	Resultado			Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2022
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins	110.059	15.109	(1.604)	-	-	-	123.564	
Outras	71.056	23.705	(820)	-	(9.764)	(5.991)	78.186	
	181.115	38.814	(2.424)	-	(9.764)	(5.991)	201.750	
Trabalhistas	569.756	108.902	(2.778)	-	-	(139.416)	536.464	
Benefícios a empregados	37.148	13.270	(19.672)	-	-	(620)	30.126	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	433.437	592.796	(3.925)	-	(67.055)	2.858	958.111	
Servidões de passagem	138.069	3.594	(90)	(722)	627	(2.754)	138.724	
Desapropriações e patrimoniais	125.028	2.195	(8.113)	4.305	36.924	(5.427)	154.912	
Consumidores	3.755	2.113	(630)	-	-	(1.488)	3.750	
Ambientais	5.902	497	(1.130)	-	-	-	5.269	
	706.191	601.195	(13.888)	3.583	37.551	(76.724)	1.260.766	
Regulatórias	103.155	5.137	(84.111)	-	-	(15.688)	8.493	
	1.597.365	767.318	(122.873)	3.583	37.551	(242.212)	2.037.599	

Consolidado	Resultado				Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros (a)	Saldo em 31.12.2021
	Saldo em 1º.01.2021	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins	107.148	4.123	(1.212)	-	-	-	-	110.059
Outras	66.725	10.046	(205)	-	-	(127)	(5.383)	71.056
	173.873	14.169	(1.417)	-	-	(127)	(5.383)	181.115
Trabalhistas	596.248	94.845	(21.647)	-	-	(105.777)	6.087	569.756
Benefícios a empregados	52.401	4.685	(19.623)	-	-	(761)	446	37.148
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	387.895	129.730	(9.218)	-	-	(74.989)	19	433.437
Servidões de passagem	111.553	1.616	-	15.702	36.771	(27.573)	-	138.069
Desapropriações e patrimoniais	133.888	680	(15.031)	(7.268)	12.943	(184)	-	125.028
Consumidores	3.973	895	(706)	-	-	(407)	-	3.755
Ambientais	7.174	4.992	(4.964)	-	-	-	(1.300)	5.902
	644.483	137.913	(29.919)	8.434	49.714	(103.153)	(1.281)	706.191
Regulatórias	88.699	20.694	(5.971)	-	-	(267)	-	103.155
	1.555.704	272.306	(78.577)	8.434	49.714	(210.085)	(131)	1.597.365

(a) Reclassificação principalmente para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 39).

28.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

O quadro a seguir apresenta o detalhamento das provisões para litígios registradas e, adicionalmente, os valores de passivos contingentes, os quais são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, porém sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação.

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Fiscais									
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.	123.564	110.059	9.550	7.914	123.564	110.059	9.550	7.914
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	30.899	29.813	56.479	107.840	30.899	29.813	56.790	107.840
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	47.843	45.602	2.100	1.721	53.682	77.058
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	4.035	-	24.930	43.346
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	4.738	-	645	-	9.332	-	152.113	118.981
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	181	170	56.731	83.536
Outras	Impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.	34	4.336	63.292	6.404	31.639	39.352	149.518	122.314
		159.235	144.208	177.809	167.760	201.750	181.115	503.314	560.989
Trabalhistas	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	3.514	2.437	2.479	3.606	536.374	569.756	378.737	275.230
Benefícios a empregados	Reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	745	587	311	-	30.126	37.148	12.716	3.524
Regulatórias									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	-	25.174	-	-	-	82.670	-	-
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.	-	-	-	-	-	-	1.130.845	1.066.486
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPIM.	-	-	-	-	-	-	320.044	295.931
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	8.493	20.485	45.718	38.099
		-	25.174	-	-	8.493	103.155	1.496.607	1.400.516

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo contingente		Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	73.366	79.092	71.237	68.104
Arbitragem	Litígio arbitral protegido por sigilo e confidencialidade, em fase de liquidação de sentença em fase inicial.	629.056	165.158	338.779 ^(a)	670.704	629.056	165.158	338.779 ^(a)	670.704
Créditos PIS/Cofins	Contingência relativa a destinação dos créditos tributários de PIS e Cofins reconhecidos pela Companhia. Com a promulgação da Lei nº 14.385/2022, a Administração da Copel e seus assessores legais reavaliaram o risco e a Copel DIS efetuou o registro da provisão, conforme detalhado na NE nº 12.2.1.	-	-	-	-	-	-	-	1.775.347
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	11.831	10.198	5.681	6.639	154.550	131.519	549.115	383.597
Indenização a terceiros (cíveis)	Ação de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas. Houve início de execução de sentença sem a perícia contábil previamente determinada. Em 1º grau, a Copel impugnou a execução e apresentou apólice de seguro como garantia até decisão sobre a realização de perícia e excesso do valor. Não tendo havido ainda um posicionamento favorável quanto ao mérito, o risco foi reavaliado com alteração no saldo provisionado.	-	-	-	-	101.076	57.663	98.940	29.592
Servidões de passagem	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula, entre outras); intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou em caso de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidão.	61	-	-	-	138.841	138.075	31.063	29.100
Desapropriações e patrimoniais	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário, e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula entre outras); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	-	-	-	-	154.943	93.679	38.030	70.198
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina, quitadas no segundo trimestre 2022.	-	-	-	-	-	31.348	-	-
Consumidores	Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, máquinas industriais e comerciais, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais, questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, e pleiteando restituição de valores envolvidos.	-	-	-	-	3.758	3.755	1.911	3.964
Ambientais	Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.	-	-	-	-	5.266	5.902	216.380	206.647
		640.948	175.356	344.460	677.343	1.260.856	706.191	1.345.455	3.237.253
		804.442	347.762	525.059	848.709	2.037.599	1.597.365	3.736.829	5.477.512

(a) refere-se a estimativa da perda possível de um total, atualizado monetariamente, de R\$ 2.966.787 do pedido do autor.

29 Patrimônio Líquido

29.1 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais são de classes "A" e "B" e têm direito a voto restrito conforme § 7º do artigo 5º do Estatuto Social. De acordo com o artigo 17 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias. As ações preferenciais classe "A" têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. As ações preferenciais classe "B" têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe "B" são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe "A".

Em 31.12.2022, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2021). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados a seguir, já considerando a quantidade de ações atualizadas após o desdobramento e o período de conversão do Programa de UNITs homologado e aprovado pela Administração em 2021:

31.12.2022	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.298.319	69,66	-	-	115.945.012	6,90	850.243.331	31,07
BNDESPAR	131.161.562	12,44	-	-	524.646.248	31,24	655.807.810	23,96
Custódias em bolsa:								
B3	137.163.852	13,02	674.880	21,58	905.448.728	53,92	1.043.287.460	38,13
NYSE	32.642.912	3,10	-	-	130.571.648	7,78	163.214.560	5,96
Latibex	222.167	0,02	-	-	1.796.243	0,11	2.018.410	0,07
Outros	18.601.648	1,76	2.453.120	78,42	927.411	0,05	21.982.179	0,81
	1.054.090.460	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	2.736.553.750	100,00

31.12.2021	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.304.512	69,66	-	-	115.969.784	6,91	850.274.296	31,07
BNDESPAR	131.161.562	12,44	-	-	524.646.248	31,24	655.807.810	23,96
Custódias em bolsa:								
B3	126.653.784	12,02	661.760	21,16	863.944.649	51,44	991.260.193	36,23
NYSE	43.115.100	4,09	-	-	172.460.400	10,27	215.575.500	7,88
Latibex	228.667	0,02	-	-	1.782.043	0,11	2.010.710	0,07
Outros	18.626.835	1,77	2.466.240	78,84	532.166	0,03	21.625.241	0,79
	1.054.090.460	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	2.736.553.750	100,00

29.2 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, limitada a 20% do capital social.

A reserva de retenção de lucros visa a cobertura do programa de investimento da Companhia, conforme o artigo 196 da Lei nº 6.404/1976. Sua constituição ocorre mediante a retenção do remanescente do lucro líquido do exercício, após a constituição da reserva legal e da proposição dos juros sobre o capital próprio e dos dividendos.

29.3 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2022	31.12.2021
Base de cálculo para os dividendos		
Lucro líquido do exercício	1.112.007	4.952.573
Reserva legal (5%)	(55.600)	(247.629)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	36.513	46.575
	1.092.920	4.751.519
Dividendos propostos		
Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto	970.000	522.809
Dividendos intercalares	-	1.197.003
Dividendos - ações PNA	258	-
Dividendo adicional proposto (a)	-	1.368.675
	970.258	3.088.487
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	357.961	1.120.747
Ações preferenciais classe "A"	1.407	3.658
Ações preferenciais classe "B"	610.890	1.964.082
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	0,33393	1,06323
Ações preferenciais classe "A"	0,44976	1,16956
Ações preferenciais classe "B"	0,36732	1,16956
Valor bruto dos dividendos por ação - Units (b)	1,80322	5,74147

(a) Em abril de 2022 a Assembleia Geral deliberou o pagamento do dividendo adicional proposto que ocorreu em junho de 2022.

(b) As Units são formadas por 1 ação ordinária e 4 ações preferenciais classe "B".

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes e deliberação da Administração, a base de cálculo dos dividendos é obtida a partir do lucro líquido ajustado que corresponde ao lucro líquido do exercício diminuído da cota destinada à reserva legal, acrescido do montante da realização dos ajustes de avaliação patrimonial do exercício.

Conforme a Política de Dividendos da Companhia, o cálculo dos dividendos regulares será baseado no Índice de Alavancagem Financeira definido no final de cada exercício social. Para um índice abaixo de 1,5, o dividendo é de 65% do lucro líquido ajustado, se apurado um índice entre 1,5 e 2,7, o dividendo é de 50% do lucro líquido ajustado; e em caso de um índice acima de 2,7, o dividendo é de 25% do lucro líquido ajustado (mínimo obrigatório). Estes valores, exceto o dividendo mínimo obrigatório, estarão limitados ao valor do fluxo de caixa disponível do mesmo exercício social, equivalente ao caixa gerado pelas atividades operacionais, deduzido do caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento. A Administração ainda poderá propor dividendos extraordinários, limitados ao saldo das reservas de lucros distribuíveis da Companhia, condicionado à deliberação e aprovação da Assembleia de Acionistas, ouvido o Conselho Fiscal.

A 205ª Reunião da Assembleia Geral Extraordinária de 21.11.2022 aprovou, em consonância com o Estatuto Social e a Política de Dividendos, a distribuição de proventos sob a forma de Juros sobre o Capital Próprio - JSCP no montante de R\$ 970.000 da seguinte forma: R\$ 79.000 do lucro líquido do primeiro semestre de 2022 e R\$ 891.000 com base na reserva de retenção de lucros. Estes valores de JSCP, líquidos dos tributos, são imputados ao dividendo obrigatório do exercício de 2022, conforme critérios estabelecidos no artigo 88 do Estatuto Social da Companhia e a diferença é considerada tanto para o pagamento dos dividendos regulares do exercício de 2022 quanto de dividendos extraordinários previstos na Política de Dividendos da Companhia. Adicionalmente, em 31.12.2022 foram registrados R\$ 303 para complementação dos dividendos prioritários das ações preferenciais classe "A" (PNA), em atendimento às determinações do Estatuto Social da Copel. Do montante total de R\$ 970.303, R\$ 600.000 foram pagos em 30.11.2022 e R\$ 370.303 terão a data do pagamento definida na 68ª Assembleia Geral Ordinária de abril de 2023.

29.4 Ajustes de avaliação patrimonial

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído. A conta Ajustes de avaliação patrimonial foi a contrapartida desse ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, inclusive por equivalência patrimonial. A realização de tais ajustes é contabilizada na conta de lucros acumulados, na medida em que ocorra a depreciação ou eventual baixa dos itens avaliados.

Nessa conta também são registrados os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2021	353.349	353.349
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(3.257)	246.626
Tributos sobre os ajustes	1.107	(93.881)
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	154.751	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(70.569)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	23.994
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(46.575)	-
Passivo atuarial - realização de investimento	(33.205)	(33.205)
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(144)
Em 31.12.2021	426.170	426.170
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(11.336)	291.740
Tributos sobre os ajustes	3.854	(88.548)
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	209.991	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(55.322)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	18.809
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(36.513)	-
Realização de ganho atuarial (a)	(3.541)	(3.541)
Outros ajustes		
Ganhos com ativos financeiros - controladas		10.295
Tributos sobre os outros ajustes	-	(3.500)
Ganhos com ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	4.757	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(2.721)
Em 31.12.2022	593.382	593.382

(a) realização de ganho atuarial da Copel SER após a transferência da totalidade dos empregados para as outras subsidiárias integrais da Copel.

29.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas		Operações descontinuadas		31.12.2021
		31.12.2022			
Numerador básico e diluído					
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:					
Ações ordinárias	409.399	409.399	1.417.379	482.241	1.899.620
Ações preferenciais classe "A"	1.575	1.575	4.478	1.430	5.908
Ações preferenciais classe "B"	701.033	701.033	2.345.340	701.705	3.047.045
	1.112.007	1.112.007	3.767.197	1.185.376	4.952.573
Denominador básico e diluído					
Média ponderada das ações (em milhares):					
Ações ordinárias	1.054.090.460	1.054.090.460	1.176.755.935	1.176.755.935	1.176.755.935
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.171.194	3.171.194	3.171.194
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.290	1.679.335.290	1.556.626.621	1.556.626.621	1.556.626.621
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores					
Ações ordinárias	0,38839	0,38839	1,20448	0,40981	1,61429
Ações preferenciais classe "A"	0,50343	0,50343	1,41173	0,45079	1,86252
Ações preferenciais classe "B"	0,41745	0,41745	1,50668	0,45079	1,95747

30 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2022	31.12.2021
Fornecimento de energia elétrica	11.392.957	(865.989)	(2.042.838)	(974.093)	-	7.510.037	7.237.677
Suprimento de energia elétrica	4.644.150	(650.271)	(18.876)	(62.086)	-	3.912.917	6.051.854
Disponibilidade da rede elétrica	9.843.657	(784.691)	(1.595.850)	(2.634.275)	-	4.828.841	5.295.074
Receita de construção	2.176.158	-	-	-	-	2.176.158	1.951.559
Valor justo do ativo indenizável da concessão	89.941	-	-	-	-	89.941	142.642
Distribuição de gás canalizado	1.669.588	(121.925)	(288.104)	-	(63)	1.259.496	712.267
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.847.863	(170.927)	-	-	-	1.676.936	2.270.859
Outras receitas operacionais	534.325	(54.579)	-	-	(6.351)	473.395	322.355
	32.198.639	(2.648.382)	(3.945.668)	(3.670.454)	(6.414)	21.927.721	23.984.287

A redução da receita de suprimento de energia é decorrente, principalmente, da redução dos despachos da usina termelétrica da UEGA tendo em vista a melhora do cenário hidrológico.

30.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Fornecimento de energia elétrica	11.392.957	12.296.456
Residencial	3.441.726	4.098.156
Industrial	954.280	1.230.945
Comercial, serviços e outras atividades	1.930.820	2.202.475
Rural	768.128	873.560
Poder público	262.000	276.383
Iluminação pública	253.758	339.524
Serviço público	351.613	400.341
Consumidores livres	2.692.303	2.203.320
Doações e subvenções	738.329	671.752
Suprimento de energia elétrica	4.644.150	7.034.152
Contratos bilaterais	2.923.509	2.390.859
Contratos regulados	1.033.405	1.026.124
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	568.797	3.482.687
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.3)	118.439	134.482
Disponibilidade da rede elétrica	9.843.657	10.088.231
Residencial	2.899.387	3.011.507
Industrial	1.174.082	1.456.377
Comercial, serviços e outras atividades	1.735.174	1.771.496
Rural	662.963	623.280
Poder público	231.753	205.247
Iluminação pública	195.319	213.433
Serviço público	218.738	214.501
Consumidores livres	1.819.152	1.440.922
Concessionárias e geradoras	86.160	79.493
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	820.929	1.071.975
Receita de construção	2.176.158	1.951.559
Concessão de distribuição de energia	2.048.022	1.700.889
Concessão de distribuição de gás canalizado	12.024	11.222
Concessão de transmissão de energia (a)	116.112	239.448
Valor justo do ativo indenizável da concessão	89.941	142.642
Distribuição de gás canalizado	1.669.588	950.850
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.847.863	2.502.324
Outras receitas operacionais	534.325	358.997
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	374.801	253.049
Valor justo na compra e venda de energia	32.747	-
Renda da prestação de serviços	59.048	91.932
Outras receitas	67.729	14.016
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	32.198.639	35.325.211
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.648.382)	(2.839.713)
(-) ICMS	(3.945.668)	(4.984.945)
(-) ISSQN	(6.414)	(7.509)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(3.670.454)	(3.508.757)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	21.927.721	23.984.287

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 10.3

30.2 Arrendamentos e aluguéis

30.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Equipamentos e estruturas	373.036	251.953
Compartilhamento de instalações	1.529	738
Imóveis	236	358
	374.801	253.049

30.3 Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (30.3.1)	2.670.262	1.737.716
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (30.3.2)	724.414	1.480.361
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	154.138	191.006
Quota para reserva global de reversão - RGR	42.103	44.372
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	65.460	42.973
Taxa de fiscalização	14.077	12.329
	3.670.454	3.508.757

30.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, que tem o objetivo de promoção do desenvolvimento energético no território nacional, tem como uma de suas fontes de recursos o encargo tarifário atribuído ao consumidor final nos processos tarifários e recolhido periodicamente pela distribuidora. As quotas anuais do encargo são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias e os montantes são geridos pela CCEE.

A partir de junho de 2021, a Companhia passou a recolher a quota relativa à CDE Conta Covid prevista no Despacho 939/2021, no montante mensal de R\$ 29.032, para amortização da operação de crédito contratado pela CCEE, destinada para cobrir déficits ou antecipar receitas das distribuidoras. Esta amortização será feita em 54 meses, de junho de 2021 até dezembro de 2025.

Em 24.02.2023, a Aneel publicou o Despacho nº 510 que homologou os valores da quota específica da CDE escassez hídrica (NE 8.1) para pagamento de operação financeira contratada para cobertura dos custos adicionais demandados no período de crise hídrica, conforme Resolução Normativa nº 1.008/2022. O valor determinado para a Copel DIS é de R\$ 6.454 mensais, a ser recolhido mensalmente à CCEE a partir de junho de 2023.

O saldo é composto da seguinte forma:

	Período	31.12.2022	31.12.2021
CDE USO (a)	Cotas	2.321.875	1.534.490
	Conta Covid (b)	183.444	107.009
		2.505.319	1.641.499
CDE ENERGIA (b)	Conta Covid	164.943	96.217
		2.670.262	1.737.716

(a) CDE Uso: Res. Homologatória nº 3.034/2022 (mai a dez/22); Res. Homologatória nº 3.004/2021 (jan-abr/22); Res. Homologatória nº 2.814/2020 e Nota Técnica Aneel nº 12/2021 (jan-fev/21); Resolução Homologatória nº 2.834/2021 (mar-dez/21).

(b) CDE Uso e Energia - Conta Covid: Despacho nº 939/2021.

30.3.2 Bandeira tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias foi instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 547/2013, com vigência a partir de 2015, para indicar a incidência ou não de acréscimo no valor da energia a ser repassado ao consumidor final em função das condições para geração de energia elétrica.

O cenário de crise hídrica predominou de setembro de 2021 a abril de 2022, com aplicação das modalidades de bandeira vermelha e de escassez hídrica para cobertura dos maiores custos de geração de energia. De maio a dezembro de 2022, após melhora das condições hídricas, prevaleceu a aplicação da bandeira verde, sem acréscimo nas faturas de energia.

30.4 **Reajuste Tarifário Anual - Copel DIS**

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da Copel Distribuição por meio da Resolução Homologatória nº 3.049, de 21.06.2022, autorizando o reajuste médio de 4,90% percebido pelos consumidores (9,89% no reajuste de junho de 2021), e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2022, sendo que para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 9,32% e em 2,68% para os da baixa tensão (respectivamente, 9,57% e 10,04% em 2021).

31 Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2022	31.12.2021
Custos e despesas gerenciáveis				
Pessoal e administradores (31.2)	(38.207)	-	(38.207)	(72.198)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(6.685)	-	(6.685)	(4.065)
Material	(864)	-	(864)	(441)
Serviços de terceiros	(38.794)	-	(38.794)	(23.896)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	(441.160)	(441.160)	(76.374)
Outras receitas (despesas) operacionais	(25.732)	680	(25.052)	(33.226)
	(110.282)	(440.480)	(550.762)	(210.200)
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	(1.383)	(1.121)	(2.504)	(2.316)
	(111.665)	(441.601)	(553.266)	(212.516)

Consolidado					31.12.2022	31.12.2021
	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas		
Custos e despesas não gerenciáveis						
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(8.096.910)	-	-	-	(8.096.910)	(9.503.743)
Encargos de uso da rede elétrica	(2.520.527)	-	-	-	(2.520.527)	(2.501.641)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(120.409)	-	-	-	(120.409)	(1.854.948)
Gás natural e insumos para operação de gás	(939.516)	-	-	-	(939.516)	(506.065)
	(11.677.362)	-	-	-	(11.677.362)	(14.366.397)
Custos e despesas gerenciáveis						
Pessoal e administradores (31.2)	(683.018)	(6.637)	(337.207)	-	(1.026.862)	(1.550.857)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(181.080)	(1.028)	(84.073)	-	(266.181)	(248.773)
Material	(80.822)	(7)	(11.618)	-	(92.447)	(69.822)
Serviços de terceiros (31.3)	(600.781)	(5.784)	(194.178)	-	(800.743)	(706.599)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	(84.387)	(125.132)	-	(621.697)	(831.216)	(184.990)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(253.486)	(48.150)	(119.162)	(113.696)	(534.494)	(365.285)
	(1.883.574)	(186.738)	(746.238)	(735.393)	(3.551.943)	(3.126.326)
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	(1.218.259)	(2)	(57.483)	(25.238)	(1.300.982)	(1.082.539)
Custo de construção (31.5)	(2.149.212)	-	-	-	(2.149.212)	(1.899.844)
	(3.367.471)	(2)	(57.483)	(25.238)	(3.450.194)	(2.982.383)
	(16.928.407)	(186.740)	(803.721)	(760.631)	(18.679.499)	(20.475.106)

31.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
	Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.538.507
Itaipu Binacional	1.460.955	1.787.691
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	370.207	1.673.116
Contratos bilaterais	2.609.713	2.578.241
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfra	437.461	271.435
Micro e mini geradores	675.804	360.371
Valor justo na compra e venda de energia	-	35.818
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(995.737)	(1.075.356)
	8.096.910	9.503.743

31.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Pessoal				
Remunerações	21.684	12.842	655.094	691.660
Encargos sociais	7.110	4.270	217.267	227.381
Auxílio alimentação e educação	1.787	2.258	98.963	102.957
Programa de desligamentos voluntários	(2.344)	33.254	(9.315)	139.232
	28.237	52.624	962.009	1.161.230
Administradores				
Honorários	7.698	4.708	18.717	18.118
Encargos sociais	1.891	1.062	3.872	3.832
Outros gastos	87	87	256	254
	9.676	5.857	22.845	22.204
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	294	13.717	42.008	367.423
	38.207	72.198	1.026.862	1.550.857

31.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Manutenção do sistema elétrico	338.283	319.162
Manutenção de instalações	97.216	103.726
Comunicação, processamento e transmissão de dados	91.713	64.772
Atendimento ao consumidor / call center	83.203	66.733
Leitura e entrega de faturas	53.660	52.831
Consultoria e auditoria	53.344	38.832
Outros serviços	83.324	60.543
	800.743	706.599

31.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Provisão para litígios (NE nº 28)	445.432	47.712	626.602	190.071
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica	-	-	9.061	(2.604)
Operações de gás (NE nº 11.1)	-	-	1.629	15.688
Imobilizado - segmento de geração	-	-	73.697	(147.938)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	125.132	125.226
Perdas (reversão de perdas) estimadas em créditos tributários	-	-	(4.905)	4.547
Provisão (reversão) para perdas em participações societárias	(4.272)	28.662	-	-
	441.160	76.374	831.216	184.990

31.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Material	1.229.643	1.088.808
Serviços de terceiros	704.105	626.540
Pessoal	171.369	155.182
Outros	44.095	29.314
	2.149.212	1.899.844

31.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	142.270	85.545
Tributos	61.856	43.308
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	58.260	(61)
Taxa de arrecadação	47.923	50.371
Seguros	42.460	33.678
Arrendamentos e aluguéis	39.128	21.067
Valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica	26.451	-
Taxa de fiscalização da Aneel	17.332	16.892
Indenizações	14.703	48.679
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	8.117	41.152
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	11.789	11.400
Publicidade	10.593	11.953
Patrocínio	2.620	897
Talento Olímpico Paranaense - TOP	4.665	4.750
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	46.327	(4.346)
	534.494	365.285

(a) O saldo contempla investimentos sociais da Companhia em educação, cultura, saúde, esporte, dentre outros, incluindo doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal.

32 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (a)	-	255.777	-	255.777
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	274.308	326.217
Renda de aplicações financeiras	33.949	50.949	463.255	163.888
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	146.753	35.902
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	43.946	30.043
Reconhecimento de crédito tributário (NE 12.2.1)	-	-	33.908	21.640
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	-	9.243
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	2.720	5.373
Outras receitas financeiras	26.123	12.765	109.800	125.594
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(2.414)	(14.682)	(41.853)	(41.628)
	57.658	304.809	1.032.837	932.049
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	77.543	67.210	1.479.057	855.814
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	-	-	142.673	200.629
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	107.720	34.382	107.720	34.382
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 24.1)	-	-	34.644	14.814
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	27.584	58.814
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	-	-	11.208	3.744
Valor justo dos derivativos - contrato a termo	-	-	2.907	20.401
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (a)	-	1.787	-	1.788
Outras despesas financeiras	(7.888)	8.953	181.711	69.024
	177.375	112.332	1.987.504	1.259.410
	(119.717)	192.477	(954.667)	(327.361)
(-) Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE 12.2.1)	-	-	1.011.370	-
Líquido	(119.717)	192.477	(1.966.037)	(327.361)

(a) O saldo da Conta de Resultados a Compensar - CRC foi quitado pelo Governo do Estado do Paraná em 10.08.2021, conforme detalhado na NE nº 8 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2021.

33 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

33.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exigem diferentes tecnologias e estratégias.

Até 31.12.2022, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional. Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 31.12.2022.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis. As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4 destas demonstrações financeiras.

33.2 Segmentos reportáveis da Companhia

Geração e transmissão de energia elétrica (GET) - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

Distribuição de energia elétrica (DIS) - tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

Gás - tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado;

Comercialização (COM) - tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos;

Holding e Serviços - tem como atribuição a prestação de serviços e participação em outras empresas.

33.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
31.12.2022							
ATIVO TOTAL	24.917.856	20.538.815	1.808.971	1.083.713	2.244.405	(890.060)	49.703.700
ATIVO CIRCULANTE	3.237.725	4.937.240	990.867	282.714	1.311.618	(1.432.915)	9.327.249
ATIVO NÃO CIRCULANTE	21.680.131	15.601.575	818.104	800.999	932.787	542.855	40.376.451
Realizável a Longo Prazo	6.819.202	8.200.557	809.498	59.505	732.365	(178.982)	16.442.145
Investimentos	3.163.152	534	-	-	162.045	-	3.325.731
Imobilizado	10.054.763	-	541	-	14.164	-	10.069.468
Intangível	1.559.776	7.257.827	6.193	726.107	5.987	721.837	10.277.727
Direito de uso de ativos	83.238	142.657	1.872	15.387	18.226	-	261.380

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações (a)	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM					
31.12.2021								
ATIVO TOTAL	24.844.335	20.804.701	1.519.017	827.901	3.243.736	(1.451.159)	(250.996)	49.537.535
ATIVO CIRCULANTE	3.316.406	6.448.051	755.227	355.500	2.356.145	(652.886)	(1.388.571)	11.189.872
ATIVO NÃO CIRCULANTE	21.527.929	14.356.650	763.790	472.401	887.591	(798.273)	1.137.575	38.347.663
Realizável a Longo Prazo	6.639.545	7.664.328	757.873	362.649	694.197	(129.077)	(246.193)	15.743.322
Investimentos	2.887.272	540	-	-	154.322	-	-	3.042.134
Imobilizado	10.123.352	-	305	-	18.934	(651.458)	651.458	10.142.591
Intangível	1.799.391	6.596.184	4.038	96.145	5.230	(8.202)	722.774	9.215.560
Direito de uso de ativos	78.369	95.598	1.574	13.607	14.908	(9.536)	9.536	204.056

(a) Reclassificações decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações (NE nº 39).

33.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM				
	GER	TRA						
31.12.2022								
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.099.740	1.140.734	13.903.300	4.938.368	1.297.034	8.014	(3.459.469)	21.927.721
Receita operacional líquida com terceiros	1.369.563	781.448	13.866.122	4.608.702	1.293.872	8.014	-	21.927.721
Receita operacional líquida entre segmentos	2.730.177	359.286	37.178	329.666	3.162	-	(3.459.469)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.766.048)	(303.450)	(13.418.798)	(4.814.710)	(1.076.181)	(570.344)	3.459.469	(19.490.062)
Energia elétrica comprada para revenda	(386.210)	-	(5.980.124)	(4.790.427)	-	-	3.059.851	(8.096.910)
Encargos de uso da rede elétrica	(599.422)	-	-	-	-	-	392.098	(2.520.527)
Pessoal e administradores	(207.684)	(123.528)	(599.121)	(12.712)	(42.166)	(41.651)	-	(1.026.862)
Planos previdenciário e assistencial	(48.973)	(30.948)	(169.493)	(1.787)	(5.366)	(9.614)	-	(266.181)
Material	(13.227)	(5.297)	(71.302)	(53)	(1.644)	(924)	-	(92.447)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(123.279)	-	-	-	-	-	2.870	(120.409)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(939.516)	-	-	(939.516)
Serviços de terceiros	(207.239)	(37.041)	(505.407)	(2.665)	(13.316)	(41.702)	6.627	(800.743)
Depreciação e amortização	(783.828)	(13.692)	(454.307)	(353)	(44.190)	(4.612)	-	(1.300.982)
Provisão (reversão) para litígios	(17.503)	(951)	(162.414)	31	(24)	(445.741)	-	(626.602)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(82.758)	-	-	-	(1.629)	-	-	(84.387)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(992)	3.065	(119.481)	(1.755)	(1.064)	-	-	(120.227)
Custo de construção	-	(89.166)	(2.048.022)	-	(12.024)	-	-	(2.149.212)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(810.563)	-	-	-	-	(810.563)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(294.933)	(5.892)	(185.361)	(4.989)	(15.242)	(26.100)	(1.977)	(534.494)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	20.370	450.235	-	-	-	7.972	-	478.577
LUCRO (PREJÚIZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.354.062	1.287.519	484.502	123.658	220.853	(554.358)	-	2.916.236
Receitas financeiras	210.356	58.514	593.726	32.667	56.730	87.621	(6.777)	1.032.837
Despesas financeiras	(669.382)	(272.287)	(752.097)	(291)	(28.290)	(271.934)	6.777	(1.987.504)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(1.011.370)	-	-	-	-	(1.011.370)
LUCRO (PREJÚIZO) OPERACIONAL	895.036	1.073.746	(685.239)	156.034	249.293	(738.671)	-	950.199
Imposto de renda e contribuição social	(241.816)	(56.354)	455.465	(47.659)	(70.092)	159.578	-	199.122
LUCRO (PREJÚIZO) DO EXERCÍCIO	653.220	1.017.392	(229.774)	108.375	179.201	(579.093)	-	1.149.321

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL (a)	GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2021										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.185.468	1.541.080	14.836.392	4.536.414	243.611	783.277	40.478	(228.379)	(3.954.054)	23.984.287
Receita operacional líquida com terceiros	3.823.917	1.181.374	14.785.432	3.395.592	228.379	757.494	40.478	(228.379)	-	23.984.287
Receita operacional líquida entre segmentos	2.361.551	359.706	50.960	1.140.822	15.232	25.783	-	-	(3.954.054)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(3.312.461)	(457.137)	(13.669.382)	(4.478.439)	(222.883)	(654.643)	(246.871)	81.805	4.055.448	(18.904.563)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.279.857)	-	(7.277.499)	(4.450.586)	-	-	-	-	3.504.199	(9.503.743)
Encargos de uso da rede elétrica	(524.562)	-	(2.363.451)	-	-	-	-	-	386.372	(2.501.641)
Pessoal e administradores	(281.498)	(167.041)	(905.338)	(18.568)	(39.365)	(39.121)	(99.926)	-	-	(1.550.857)
Planos previdenciário e assistencial	(44.166)	(27.954)	(155.774)	(1.547)	(6.289)	(5.154)	(7.889)	-	-	(248.773)
Material	(9.863)	(4.161)	(51.722)	(17)	(965)	(3.590)	(471)	965	2	(69.822)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.878.815)	-	-	-	-	-	-	-	23.867	(1.854.948)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(506.065)	-	-	-	(506.065)
Serviços de terceiros	(203.823)	(30.699)	(450.752)	(2.925)	(38.690)	(13.850)	(26.147)	38.690	21.597	(706.599)
Depreciação e amortização	(616.267)	(11.431)	(406.632)	(234)	(77.901)	(41.178)	(3.515)	1.893	72.726	(1.082.539)
Provisão (reversão) para litígios	(25.238)	(9.151)	(89.662)	(295)	4.845	(15.510)	(50.215)	(4.845)	-	(190.071)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	150.697	(155)	-	5.156	(15.688)	-	-	(5.156)	-	134.854
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(1.041)	(3.498)	(127.334)	(511)	(8.612)	2.611	(28.662)	8.612	28.662	(129.773)
Custo de construção	-	(187.733)	(1.700.889)	-	-	(11.222)	-	-	-	(1.899.844)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	1.570.543	-	-	-	-	-	-	-	-	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(168.571)	(15.314)	(140.329)	(3.756)	(61.062)	(5.876)	(30.046)	41.646	18.023	(365.285)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	16.596	339.774	-	-	-	-	9.944	-	-	366.314
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	2.889.603	1.423.717	1.167.010	57.975	20.728	128.634	(196.449)	(146.574)	101.394	5.446.038
Receitas financeiras	128.461	19.542	457.697	14.151	19.183	19.422	313.617	(19.180)	(20.844)	932.049
Despesas financeiras	(506.541)	(160.961)	(391.228)	(211)	(44.928)	(9.605)	(211.708)	44.928	20.844	(1.259.410)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	2.511.523	1.282.298	1.233.479	71.915	(5.017)	138.451	(94.540)	(120.826)	101.394	5.118.677
Imposto de renda e contribuição social	(675.107)	(262.395)	(375.597)	(18.190)	(6.284)	(38.860)	93.879	47.648	(24.726)	(1.259.632)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.836.416	1.019.903	857.882	53.725	(11.301)	99.591	(661)	(73.178)	76.668	3.859.045
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	1.116.379	73.178	-	1.189.557
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.836.416	1.019.903	857.882	53.725	(11.301)	99.591	1.115.718	-	76.668	5.048.602

(a) Segmento TEL descontinuado em 2021; reclassificações decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações (NE nº 39).

33.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2022	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	1.848.201	-	13.955	-	1.862.156
Imobilizado	480.852	-	290	-	4.479	485.621
Intangível	4.368	-	2.318	-	1.633	8.319
Direito de uso de ativos	17.020	91.584	227	5.408	2.756	116.995

31.12.2021	Energia elétrica			TEL	GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	1.604.400	-	-	14.269	-	1.618.669
Imobilizado	497.773	-	126	59.292	-	2.012	559.203
Intangível	5.607	-	2.300	179	-	2.289	10.375
Direito de uso de ativos	37.987	40.469	1.536	11.406	3.243	3.624	98.265

34 Instrumentos Financeiros

34.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2022		31.12.2021	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	2.678.457	2.678.457	3.472.845	3.472.845
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	-	-	14.571	14.571
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	431.056	431.056	346.487	346.487
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1 e 9.2	3	1.442.819	1.442.819	1.433.734	1.433.734
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.4	3	68.642	68.642	102.220	102.220
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (d)	11	3	-	-	2.907	2.907
Valor justo na compra e venda de energia (d)	11	3	1.081.758	1.081.758	855.775	855.775
Outros investimentos temporários (e)		1	15.372	15.372	14.072	14.072
Outros investimentos temporários (e)		2	10.247	10.247	5.913	5.913
			5.728.351	5.728.351	6.248.524	6.248.524
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			157	157	182	182
Caução STN			-	-	142.764	115.643
Clientes (a)	7		3.451.869	3.451.869	4.515.426	4.515.426
Ativos financeiros setoriais (a)	8		381.398	381.398	767.480	767.480
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	9.3		766.832	866.653	730.851	828.673
			4.600.256	4.700.077	6.156.703	6.227.404
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões - RECs (j)	29.4		10.295	10.295	-	-
			10.295	10.295	-	-
Total dos ativos financeiros			10.338.902	10.438.723	12.405.227	12.475.928
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	27	3	738.703	738.703	545.468	545.468
			738.703	738.703	545.468	545.468
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		483.255	483.255	293.179	293.179
Parcelamento ICMS (f)	12.2.4		48.320	43.419	-	-
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	12.2		404.075	340.025	421.694	361.080
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.2.1		1.995.158	1.995.158	3.326.795	3.326.795
Fornecedores (a)	19		2.215.470	2.215.470	2.710.984	2.710.984
Empréstimos e financiamentos (f)	20		4.694.957	4.171.789	3.738.269	3.313.645
Debêntures (h)	21		7.887.077	7.688.396	8.240.769	8.240.769
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	25		937.542	1.051.710	903.959	1.009.867
			18.665.854	17.989.222	19.635.649	19.256.319
Total dos passivos financeiros			19.404.557	18.727.925	20.181.117	19.801.787

Os níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

Nível 1: obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

Nível 2: obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

Nível 3: obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.4).
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.15).

- e) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- f) Utilizado como premissa básica o custo do maior valor da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 1,22%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- g) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- h) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário - PU em 31.12.2022, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima.
- i) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,65% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.
- j) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.2).

34.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

34.2.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de cliente ou contraparte em instrumento financeiro, resultantes da falha desses em cumprir com suas obrigações contratuais.

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.12.2022	31.12.2021
Caixa e equivalentes de caixa (a)	2.678.457	3.472.845
Títulos e valores mobiliários (a)	431.056	361.058
Cauções e depósitos vinculados (a)	157	142.946
Clientes (b)	3.451.869	4.515.426
Ativos financeiros setoriais (c)	381.398	767.480
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	1.442.819	1.433.734
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	766.832	730.851
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	68.642	102.220
Outros investimentos temporários (f)	25.619	19.985
	9.246.849	11.546.545

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.

- b)** Risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos e investimentos não recuperados por meio de tarifa.
- d)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- e)** Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR, para fins de indenização. Em julho de 2021 foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021 disciplinando a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, para as UHEs Governador Parigot de Souza – GPS e Mourão - MOU, os quais aguardam fiscalização e posterior validação por parte da agência reguladora. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- f)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

34.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2027, repetem-se os indicadores de 2026 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2022							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	39.138	176.621	474.493	3.593.649	2.481.487	6.765.388
Debêntures	NE nº 21	95.407	42.366	1.928.303	6.695.007	2.333.033	11.094.116
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.674	19.371	87.865	508.869	2.258.292	2.884.071
Fornecedores	-	1.919.501	206.735	23.031	66.203	-	2.215.470
PIS e Cofins a restituir para consumidores	NE 12.2.1	-	-	387.721	1.365.327	357.912	2.110.960
Pert	Selic	4.776	9.665	45.279	282.820	170.426	512.966
Parcelamento ICMS	Selic	874	1.767	8.259	46.722	-	57.622
Passivos financeiros setoriais	Selic	36.543	74.240	353.022	59.037	-	522.842
Passivo de arrendamentos	NE nº 26	8.146	15.893	67.566	174.725	364.729	631.059
		2.114.059	546.658	3.375.539	12.792.359	7.965.879	26.794.494

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 20.4 e 21.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

34.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

a) Risco cambial - dólar norte-americano

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia de Itaipu é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS. O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagas computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera o saldo atualizado com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,25) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2023 do Relatório Focus do Bacen. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2022	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(284.930)	(1.764)	(73.437)	(145.111)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(93.696)	(580)	(24.149)	(47.718)
		(378.626)	(2.344)	(97.586)	(192.829)

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 12,50%, IPCA - 5,78%, IGP-M - 4,60% e TJLP - 7,05%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2023 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP que considera projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2022	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	431.056	53.883	40.433	26.942
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	157	19	14	10
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	381.398	47.675	35.756	23.837
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.209.651	127.718	95.788	63.859
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	68.642	-	-	-
		3.090.904	229.295	171.991	114.648
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.673)	(93.959)	(117.449)	(140.939)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.037.946)	(129.743)	(162.179)	(194.615)
BNDES	Alta TJLP	(1.712.943)	(120.787)	(150.983)	(181.180)
BNDES	Alta IPCA	(389.801)	(22.530)	(28.163)	(33.796)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(718.835)	(41.549)	(51.936)	(62.323)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(60.720)	(4.282)	(5.352)	(6.422)
Outros	Sem Risco	(23.039)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(4.953.884)	(619.235)	(774.044)	(928.853)
Debêntures	Alta IPCA	(2.841.725)	(164.252)	(205.315)	(246.378)
Debêntures	Alta TJLP	(91.468)	(6.450)	(8.062)	(9.675)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(483.255)	(60.407)	(75.509)	(90.610)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(48.320)	(6.040)	(7.550)	(9.060)
Pert	Alta Selic	(404.075)	(50.509)	(63.137)	(75.764)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(874.187)	(40.213)	(50.266)	(60.319)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(63.355)	(3.662)	(4.577)	(5.493)
		(14.455.226)	(1.363.618)	(1.704.522)	(2.045.427)

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

34.2.4 Risco quanto à escassez de energia

A maior parte da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

Entre setembro de 2020 e agosto de 2021, o Sistema Interligado Nacional apresentou o pior histórico de Energias Naturais Afluentes ao agregado de seus aproveitamentos. O Ministério de Minas e Energia e demais órgãos do setor trabalharam para maximizar o despacho termoeletrico fora da ordem de mérito de custo, bem como a flexibilização de restrições à operação hidrelétrica do sistema. Adicionalmente, considerando a forte geração eólica no Nordeste, a geração de biomassa no Sudeste e o período chuvoso com energias naturais afluentes que elevaram os reservatórios para valores confortáveis, estima-se que o risco de falta energia em 2023 e 2024 estejam minimizados.

Os critérios de garantia de suprimento de energia estão atualmente estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE através da Resolução 29/2019. Com fundamento, os órgãos responsáveis mantêm os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança em todos os subsistemas.

34.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF (*Generation Scaling Factor*)

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que deve sua existência ao entendimento, à época, de haver necessidade de operação centralizada associada a preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre sua produção, cada usina recebe determinada quantidade virtual de energia a qual pode ser comprometida por meio de contratos. Esse valor, que possibilita registros de contratos, é conhecido como Garantia Física - GF e também é calculado centralmente. Diferentemente do PLD, que é calculado semanalmente, a GF é recalculada, por lei, a cada cinco anos, com limite de aumento ou redução, restringido a 5% por revisão ou a 10% no período da concessão.

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês, a Companhia poderá saber se necessitará lastrear seus contratos com compras.

Sempre que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos, será necessário efetuar compra no curto prazo. No entanto, para a situação em que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for maior que o total dos contratos, será recebida a diferença valorada ao PLD.

As baixas aflúncias registradas desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos bem como a recompra oportuna de energia intra-anual, abordagens atualmente adotadas pela Companhia.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra, das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013 e das usinas que repactuaram o risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, de acordo com a Lei 13.203/2015. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

Ressalta-se que, ao menos conjuntamente, os riscos com o GSF estão bastante reduzidos devido à melhora do cenário hidrológico em 2022 concomitante com o baixo crescimento da carga.

34.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, a qual foi alterada pela Lei nº 14.052/2020 no que diz respeito ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões.

De acordo com a referida lei, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 36 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e empreendimentos de transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou as receitas iniciais para os empreendimentos de geração (RAG – Receita Anual de Geração) e transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

As concessões de geração de energia hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. As concessões de geração de energia termelétrica têm o prazo de prorrogação limitado a 20 anos.

Em 2018 foi publicado o Decreto nº 9.271/2018, alterado pelos Decretos nº 10.135/2019, nº 10.893/2021 e nº 11.307/2022, que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização por meio de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, tendo como um dos condicionantes a alteração do regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 12 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

Alguns empreendimentos de geração da Copel tiveram seu período de concessão estendido devido aos efeitos do GSF (*Generation Scaling Factor*), pois estabeleceu-se a compensação por meio de extensão do prazo de outorga das usinas contempladas pela Lei nº 13.203/2015, culminando na homologação do prazo de extensão da outorga destas usinas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1.676 MW), que terá sua concessão vencida em 2024, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos, conforme prevê o Decreto nº 9.271/2018. Está em andamento o processo de transformação da Copel em “Corporação”, conforme descrito na NE nº 1, o que possibilitará a manutenção de 100% de participação da Companhia na usina.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2026, a Copel não manifestou interesse na renovação e pretende, ao final da concessão, solicitar à Aneel a conversão da outorga em registro.

Em relação a concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia aguarda a conclusão do processo, que se encontra em trâmite na Aneel e no MME. A usina passou por processo de modernização, tendo como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta. A usina foi liberada para operação comercial em 07.12.2022 por meio do Despacho nº 3.502/2022.

Conforme a Lei nº 14.052/2020, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até janeiro de 2024 e das UHEs Guaricana e Chaminé até julho e agosto de 2025, respectivamente. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

Em relação ao segmento de transmissão, a única concessão da Copel GeT a vencer nos próximos dez anos, é do Contrato de Concessão nº 75/2001, referente à LT Bateias-Jaguariaíva 230 kV, que vencerá em 17.08.2031.

Adicionalmente, quanto à prorrogação dos contratos de concessão de transmissão, em 29.12.2022 foi publicado o Decreto nº 11.314 que determina que a prorrogação das concessões de transmissão poderá ser realizada somente quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público e será realizada sem a indenização antecipada dos bens vinculados à prestação do serviço, condicionada à aceitação por parte da concessionária em relação à receita e demais condições do termo aditivo a ser elaborado pela Aneel.

34.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECI e FECI). O descumprimento das condições acarretará a extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Em 17.11.2020, a Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896, consolidada pela Resolução Normativa nº 948/2021, que estabelece os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Conforme Nota Técnica Aneel nº 068/2021 e Resolução Autorizativa nº 10.231/2021, a partir de 2022 as metas de qualidade passaram a ser os indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Crítérios	Penalidades
A partir de 2021	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
		2 anos consecutivos	Extinção da concessão
		Indicadores de qualidade	no ano base
	2 anos consecutivos	Limitação de distribuição de dividendos e JCP	
	3 anos consecutivos	Extinção da concessão	

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

Metas definidas para Copel Distribuição a partir do ano de 2021

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites		Qualidade - realizado	
			DEC _i	FEC _i	DEC _i	FEC _i
2021	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	9,29	6,84	7,20	4,76
Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	DEC	FEC	DEC	FEC
2022	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	-	9,19	6,80	7,98	5,29

Dívida Líquida: Dívida bruta deduzida dos ativos financeiros, à exceção de Ativos e Passivos Financeiros em discussão administrativa ou judicial. As contas que compõe a Dívida Bruta e Ativos Financeiros estão definidas no Anexo VIII da REN nº 948/2021.

QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Este valor será o definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, atualizada pela variação da Parcela B Regulatória e calculada de forma pró rata.

LAJIDA/EBITDA Recorrente: Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização.

A Companhia acompanha os indicadores da concessão de forma a antecipar ações que assegurem o ganho de eficiência e o cumprimento das exigências regulatórias e o resultado é divulgado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

34.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Extinta a concessão, por advento do termo contratual, os ativos vinculados à prestação de serviço de distribuição de gás serão revertidos ao Poder Concedente, o Estado do Paraná, e a Companhia será indenizada pelos bens vinculados à concessão ainda não amortizados, avaliados pelo seu valor contábil atualizado monetariamente até aquela data.

34.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, os quais determinam que a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

A diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado, acrescidos dos montantes de sobrecontratação involuntária reconhecidos pelo regulador.

A Copel DIS estima finalizar o ano com um nível de contratação de 111,4%, entretanto, considera que possui montantes de “sobrecontratação involuntária” suficientes para acomodar a contratação estimada para o ano. Desta forma, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

34.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná, composto pelos consumidores da Compagas (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária), é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagas assinou contrato com a Petrobras para suprimento de gás natural, com vigência de 2022 a 2025, que possibilitará atender a demanda que estava descontratada para 2022, bem como parte da demanda estimada entre 2023 a 2025. Já a UEG Araucária negocia e celebra contratos de gás natural de curta duração em função do seu regime de operação *merchant*.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, o programa Novo Mercado de Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, tem a finalidade de abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial. A oferta de gás natural é crescente e proveniente de fontes diversificadas e o grande desafio do setor ainda se concentra na viabilização do acesso de novos produtores e comercializadores à infraestrutura e ao mercado consumidor, atualmente atendido majoritariamente pela Petrobras. Por fim, a nova lei do gás, lei nº 14.134/2021, representa mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão.

Uma eventual escassez no fornecimento de gás poderia implicar em prejuízos à Copel em razão de redução de receita com o serviço de distribuição de gás natural pela Compagas ou penalização por descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, a Companhia considera baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

34.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo registrado no passivo referente a não *performance* está demonstrado na NE nº 27.

34.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco pela volatilidade do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, conforme NE nº 4.15.1, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

O quadro abaixo apresenta os valores nocionais dos contratos de comercialização de energia elétrica na data destas demonstrações financeiras, os quais tem prazo médio de vencimento de 139 meses para contratos de compra e 25 meses para contratos de venda:

	Compra	Venda
2023	606.571	645.966
2024	752.615	810.145
2025	742.114	794.957
2026	738.024	734.063
2027	673.274	620.858
2028 a 2040	4.130.827	4.577.941
	7.643.425	8.183.930

O valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia, que representam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-Bs divulgada pela Anbima em 31.12.2022, sem inflação, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais referentes à estas transações na data destas demonstrações financeiras estão apresentadas a seguir.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	288.419	(244.064)	44.355
Não circulante	793.339	(494.639)	298.700
	1.081.758	(738.703)	343.055

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 31.12.2022. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram elevação ou queda de 25% e 50%, aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2022	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	343.055	343.055	369.579	396.104
	Queda	343.055	343.055	316.528	290.003

34.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo comprador/vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a vender/adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que impõe limites para as operações possíveis com cada contraparte, após análise de sua capacidade financeira, maturidade e histórico.

Adicionalmente, mesmo que nossa política seja mais restritiva, e as contrapartes apresentem boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o *default* de um agente acabe afetando outras comercializadoras, num "efeito dominó", até chegar a contrapartes da Companhia.

34.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar base sólida de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter também equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado ajustado dos últimos doze meses. O limite corporativo estabelecido nas escrituras de dívida prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício.

Em 31.12.2022, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Empréstimos e financiamentos	4.650.363	3.678.444
Debêntures	7.803.855	8.147.617
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.678.457)	(3.472.845)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(93)	(16.121)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante) - garantias de contratos de dívidas	(290.602)	(237.183)
(-) Caução STN	-	(142.764)
Dívida líquida ajustada	9.485.066	7.957.148
Lucro líquido de operações em continuidade	1.149.321	3.859.045
Equivalência patrimonial	(478.577)	(366.314)
IRPJ e CSLL diferidos	(628.389)	790.406
Provisão para IRPJ e CSLL	429.267	469.226
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	1.966.037	327.361
Depreciação e Amortização	1.300.982	1.082.539
Repactuação risco hidrológico - GSF	-	(1.570.543)
Provisão p/ destinação de Créditos do PIS/Cofins	810.563	-
(-/+ Impairment)	84.387	(134.854)
<i>Ebitda</i> operação descontinuada	-	1.872.381
<i>Ebitda</i> ajustado	4.633.591	6.329.247
Dívida Líquida Ajustada / <i>Ebitda</i> ajustado	2,05	1,26

34.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Empréstimos e financiamentos	-	791.779	4.694.957	3.738.269
Debêntures	-	502.400	7.887.077	8.240.769
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(199.877)	(626.052)	(2.678.457)	(3.472.845)
(-) Títulos e valores mobiliários	(93)	(91)	(431.056)	(361.058)
Dívida líquida	(199.970)	668.036	9.472.521	8.145.135
Patrimônio líquido	20.817.364	21.837.024	21.131.225	22.175.235
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	(0,01)	0,03	0,45	0,37

35 Transações com Partes Relacionadas

35.1 Saldos com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos de Partes Relacionadas destacados em linhas específicas do balanço patrimonial:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Ativo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	-	5.374	1.135	-
Complexo eólico Jandaíra - mútuo (35.1.3)	47.404	-	-	-
Ativo não circulante				
Controladas				
Copel DIS - STN (a)	-	150.572	-	-
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	1.838	2.292	-	-
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851	-	-

(a) Saldo referente ao financiamento com a Secretaria do Tesouro Nacional - STN, quitado em 10.03.2022.

35.1.1 Compartilhamento de estrutura

Saldos se referem, principalmente, aos contratos de compartilhamento de despesas de pessoal e administradores, celebrados entre a Copel e suas subsidiárias diretas e indiretas.

35.1.2 Contrato de Mútuo - Copel DIS

Em 18.11.2021, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a Copel DIS, com validade de 12 meses, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios (DI + 1,75% a.a.), a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O montante foi liberado em 25.01.2022 e o contrato foi liquidado em 15.06.2022. A receita financeira no exercício findo em 31.12.2022 é de R\$ 5.000.

35.1.3 Contrato de Mútuo - Complexo Jandaíra

Em 17.05.2022, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e as empresas do Complexo Eólico Jandaíra, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,38% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. Os contratos têm vigência até 17.05.2024. Do valor global aprovado, de R\$ 49.400, foi transferido o montante de R\$ 46.063, e a receita financeira para o exercício findo em 31.12.2022 é de R\$ 1.313.

35.2 **Outras transações com partes relacionadas**

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das demais transações com partes relacionadas efetuadas pela Companhia:

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021	31.12.2022	31.12.2021
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	109.777	916.379	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 32 - a)	-	-	-	-	-	253.990	-	-
Programa Energia Solidária (a)	9.735	5.590	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	8.353	10.378	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	305	19	-	-	-	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c)	-	-	298	938	-	-	(7.422)	(10.759)
Entidades com influência significativa (d)								
BNDES e BNDESPAR - dividendos								
Financiamentos (NE nº 20)	-	-	76.684	733.939	-	-	-	-
Debêntures - Compagás	-	-	2.097.606	2.216.516	-	-	(190.881)	(174.210)
Debêntures - eólicas (NE nº 21)	-	-	-	-	-	-	-	(312)
Debêntures - eólicas (NE nº 21)	-	-	216.811	231.071	-	-	(28.085)	(32.249)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (e)								
Sanepar (e)	-	-	448	436	-	-	(7.599)	(8.252)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	485	477	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso (f)								
Voltaia São Miguel do Gostoso (f)	-	-	-	-	112	102	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)								
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)	313	279	1.400	1.144	3.619	3.275	(19.760)	(17.439)
Dividendos	5.486	2.150	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (i)								
Integração Maranhense Transmissora (h) (i)	-	-	120	183	-	-	(2.671)	(2.294)
Dividendos	6.885	2.274	-	-	-	-	-	-
Matrinhã Transmissora de Energia (h) (i)								
Matrinhã Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	1.355	1.065	-	-	(16.038)	(13.442)
Dividendos	41.577	10.091	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)								
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	671	489	-	-	(7.331)	(6.185)
Dividendos	50.137	27.198	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)								
Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	869	726	-	-	(10.502)	(9.170)
Dividendos	5.400	4.973	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)								
Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	660	596	-	-	(8.184)	(6.569)
Dividendos	9.254	6.718	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)								
Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)	3.236	1.473	1.401	1.245	19.318	18.795	(17.427)	(12.390)
Dividendos	13.333	13.614	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	15	15	1.356	2.745	174	164	(16.089)	(16.239)
Dividendos	852	86	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (l)								
Foz do Chopim Energética Ltda. (l)	302	518	-	-	3.493	3.010	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 31.2)	-	-	-	-	-	-	(22.845)	(22.204)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	-	-	-	-	(1.384)	(1.422)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Fundação Copel	-	-	102.410	84.367	-	-	(10.713)	(6.827)
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	-	-	-	-	-	-
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	1.070.037	1.295.174	-	-	-	-
Lactec (m)								
Lactec (m)	3	5	1.131	2.385	645	594	(5.050)	(4.002)
Tecpar (n)								
Tecpar (n)	-	-	-	-	2.021	2.014	-	-
Celepar (o)								
Celepar (o)	-	-	-	-	719	-	(11)	(8)

a) O Programa Energia Solidária, instituído pela lei estadual nº 20.943/2021, substituindo o Programa Luz Fraterna, estabelece o pagamento do consumo de energia elétrica para beneficiar famílias de baixa renda, residentes no Estado do Paraná, cujos imóveis - unidades consumidoras - sejam utilizados exclusivamente para fins residenciais, seja em área urbana ou rural, e preencham os requisitos estabelecidos nos artigos 2.º e 3.º desta lei.

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária, no total de R\$ 158.849. Para esses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada, em 05.11.2018, ação monitória em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003. Ressaltamos que apesar das tratativas

mantidas pela Administração, buscando o equacionamento desta dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e, portanto, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita. A Copel e o Estado do Paraná recorreram da decisão. Aguarda-se o processamento e a remessa dos autos ao Tribunal de Justiça do Paraná, para julgamento em grau de apelação. A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

O Programa Tarifa Rural Noturna, regulamentado pelo Decreto nº 1.288/2019, prevê o pagamento à Copel DIS, pelo Governo Estadual, do valor correspondente a 60% da tarifa de energia elétrica ativa e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no decreto.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de umidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- d)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 29.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998. O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.
- e)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- f)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048.
- g)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 10.05.2026. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- h)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, FDA, UEG Araucária e parques eólicos.

- i)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- j)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2028, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.
- k)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2025, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- m)** O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, FDA, UEG Araucária e Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- n)** Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e o Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil).
- o)** Contrato de venda de energia e contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado).

As transações relevantes com partes relacionadas estão demonstradas acima. As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores e as demais transações são registradas de acordo com os preços de mercado praticados pela Companhia.

As subsidiárias diretas e indiretas da Copel têm contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmados entre si, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Tanto os saldos das transações existentes quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, a Copel GeT possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca, no montante de R\$ 47.935 (R\$ 63.899 em 31.12.2021), e a Copel COM possui compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades vinculadas ao Governo do Estado do Paraná, no total de R\$ 25.050 (R\$ 31.309 em 31.12.2021).

No que diz respeito à remuneração do pessoal chave da administração, a Companhia não possui obrigações adicionais além dos benefícios de curto prazo divulgados no quadro acima e nas notas explicativas referenciadas.

35.3 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 20 e 21.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, no total de R\$ 4.449 (R\$ 4.339 em 31.12.2021) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre), no total de R\$ 329.725 (R\$ 192.707 em 31.12.2021).

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT na emissão de financiamentos e debêntures dos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação	Valor da fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	27.025	49,0	(b)
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	90.896	49,0	(b)
(3) Cantareira Transmissora	Financiamento	15.09.2032	426.834	369.048		(b)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	291.436	49,0	(b)
(5) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.12.2030	118.000	127.116		(b)
(6) Matrinchá Transmissora	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	314.749		(b)
(7) Matrinchá Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	205.146	49,0	(b)
(8) Matrinchá Transmissora	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	150.774		(c)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	48.562	49,0	(b)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	1.651.487	50,1	827.395
(11) Mata de Santa Genebra	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000			
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	410.534	24,5	(b)
(13) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.03.2028	120.000	91.172		(b)
						827.395

(a) Saldo da dívida bruta, descontado do caixa restrito que já está garantido pelas próprias empresas.

(b) Para estes contratos a fiança corporativa e/ou a carta fiança foram exoneradas permanecendo somente a garantia de penhor de ações da Copel GeT.

(c) As garantias a serem prestadas na 3ª emissão só serão apresentadas depois do vencimento das Debêntures da 2ª emissão e do Financiamento com o BNDES.

Fiança corporativa prestado pela Copel: (10) (11)

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT em todos os empreendimentos.

36 Compromissos

Os principais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nestas demonstrações financeiras, estão demonstrados a seguir:

Consolidado	31.12.2022	31.12.2021
Contratos de compra e transporte de energia	108.768.267	132.307.398
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	-	147.682
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.187.336	1.374.177
Obrigações de compra de gás	3.875.135	1.841.767

37 Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

Consolidado	Término	Importância
Apólice	da vigência	segurada
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2023	2.196.012
Riscos Nomeados	24.08.2023	2.130.270
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2023	2.042.375
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2023	1.892.320
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2024	1.594.472
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2023	1.075.284
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2023	854.464
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2023	766.454
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2024	764.335
Riscos Operacionais - Elejor	07.09.2023	728.426

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2022, de R\$ 5,2177.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, riscos diversos, seguro de vida, seguro aeronáutico e seguro de veículos. Adicionalmente, a Companhia possui contrato de indenidade, em complemento ao seguro D&O. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

38.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de adições de ativos de contrato (apresentado nas NEs nº 10.1 e 10.2) e de aquisições de imobilizado (demonstrado na NE nº 16.2), R\$ 175.783 (R\$ 240.718 em 31.12.2021) e R\$ 8.055 (R\$ 19.855 em 31.12.2021), respectivamente, correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

Conforme a NE nº 26, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 123.691 (R\$ 111.880 em 31.12.2021), sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

As citadas transações não envolveram caixa, motivo pelo qual não estão mencionadas na demonstração dos fluxos de caixa.

39 Operações descontinuadas

Em 03.08.2021, a Companhia concluiu a operação de alienação de 100% da participação na Copel Telecomunicações S.A., com o recebimento do valor atualizado de R\$ 2.506.837 e a transferência dos ativos e passivos e a direção dos negócios para o comprador, Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia.

Em 31.12.2021, as receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentados em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado, em atendimento às exigências do CPC 31/ IFRS 5.

O detalhamento destes valores bem como o lucro decorrente dessa operação estão apresentados nos quadros a seguir:

	Controladora	Consolidado
	31.12.2021	31.12.2021
Receita operacional líquida	-	228.379
Custos Operacionais	-	(19.266)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	-	209.113
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	68.997	(62.539)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	68.997	146.574
Resultado Financeiro	-	(25.748)
LUCRO OPERACIONAL	68.997	120.826
Imposto de renda e contribuição social	-	(47.648)
LUCRO LÍQUIDO	68.997	73.178
Ganho na operação de venda de participação	1.723.913	1.723.913
Imposto de renda sobre ganho na operação de venda	(446.716)	(446.716)
Imposto de renda diferido sobre ganho na operação de venda	(160.818)	(160.818)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	1.185.376	1.189.557

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora	Consolidado
	31.12.2021	31.12.2021
Lucro líquido do período	1.185.376	1.189.557
Ajustes ao lucro	(1.185.376)	(803.687)
Variações de ativos e passivos	-	(19.255)
Impostos e encargos pagos	-	(18.044)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-	348.571
Aquisições de imobilizado e intangível	-	(62.485)
Recebimento Alienação Copel Telecom	2.506.837	2.506.837
Fluxo de caixa das atividades de investimento	2.506.837	2.444.352
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	-	(1.850)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	(1.850)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	2.506.837	2.791.073

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora	Consolidado
	31.12.2021	31.12.2021
Valor Adicionado a Distribuir		
Receitas	-	318.607
(-) Insumos adquiridos de terceiros	-	(100.500)
(+) Valor adicionado transferido	1.792.910	1.745.989
	1.792.910	1.964.096
Distribuição do Valor Adicionado		
Governo	-	119.806
Terceiros	-	45.949
Acionistas	1.792.910	1.798.341
	1.792.910	1.964.096

40 Eventos subsequentes

40.1 Aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo

Em 30.01.2023, a Copel GeT concluiu a aquisição de 100 % das ações das empresas pertencentes aos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo apresentadas no quadro abaixo, com o pagamento de R\$ 1.005.173 para a vendedora, EDP Renováveis Brasil S.A. Nesta data de fechamento da operação ocorreu a transferência das ações para a Copel GeT bem como a aprovação das indicações e posse dos novos administradores das Companhias.

Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo	Complexo Eólico Aventura
SRMN Holding S.A.	Aventura Holding S.A.
Central Eólica SRMN I S.A.	Central Eólica Aventura II S.A.
Central Eólica SRMN II S.A.	Central Eólica Aventura III S.A.
Central Eólica SRMN III S.A.	Central Eólica Aventura IV S.A.
Central Eólica SRMN IV S.A.	Central Eólica Aventura V S.A.
Central Eólica SRMN V S.A.	

A aquisição está alinhada com a estratégia de crescimento sustentável em energia renovável, ampliando a diversificação da matriz de geração alinhada ao Planejamento Estratégico e à Política de Investimentos da Companhia. A transação contempla o mecanismo de *Locked box* em que todo o caixa gerado entre 1º.01.2022 até a data fechamento permanecerá no caixa das Companhia adquiridas.

O fechamento da operação estava sujeito à satisfação de determinadas condições precedentes as quais foram cumpridas na sua integralidade até 30.01.2023, entre elas: obtenção de aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, declarações e garantia, cumprimento de avenças e obrigações, anuência de terceiros, ausência de efeito material adverso.

Ainda, ressalta-se a necessidade de anuência de contrapartes, incondicional e irrestrita, para a alteração do controle das Companhias adquiridas, inclusive com relação aos limites de crédito para manutenção dos contratos de financiamentos pelas Companhias, conforme Resolução CMN nº 4.995 de 24.03.2022, condição que só foi cumprida em janeiro de 2023.

Os complexos estão situados no Rio Grande do Norte, maior centro de energia eólica do país e possuem 260,4 MW de capacidade instalada com 157,8 MWm de garantia física. As companhias possuem financiamentos de longo prazo (vencimentos até 2043) contratados junto ao Banco do Nordeste - BNB, com taxas de IPCA + 2,19% a.a. (Complexo Aventura) e IPCA + 1,98% a.a. (Complexo Santa Rosa & Mundo Novo).

A vendedora está desenvolvendo projetos nas proximidades dos parques eólicos do Complexo Aventura que, durante a construção e/ou operação, podem, no futuro, potencialmente afetar o volume de eletricidade gerada pelos parques eólicos (efeito esteira). A vendedora estima que a operação comercial destes empreendimentos poderá ocorrer a partir de janeiro de 2027. Caso o efeito esteira se concretize de modo que os parques eólicos adquiridos gerem energia abaixo do que foi acordado entre as partes, a vendedora terá a obrigação de indenizar a Copel. Caso contrário, se a geração de energia for superior, a Copel deverá indenizar a vendedora. O valor desta indenização está limitado a R\$ 4.167 para ambas as situações, corrigidos monetariamente.

As tabelas a seguir demonstram o valor contábil e o valor justo dos ativos líquidos adquiridos incluindo o efeito de tributos diferidos (ágio técnico). O valor justo foi apurado com base em laudo preliminar de alocação do preço de compra (*Purchase Price Allocation* - PPA) de modo que as informações estão sob revisão e podem sofrer alterações, contudo não são esperadas mudanças significativas.

Complexo Eólico Aventura			
	Valor contábil	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	518.158	255.675	773.833
Caixa e equivalentes	51.789	-	51.789
Clientes	7.150	-	7.150
Tributos a recuperar	3.823	-	3.823
Outros créditos	2.917	-	2.917
Imobilizado	452.475	-	452.475
Intangível	4	255.675	255.679
Passivos assumidos	330.102	93.002	423.104
Fornecedores	6.950	-	6.950
Empréstimos e financiamentos	317.928	-	317.928
Obrigações fiscais	2.879	-	2.879
Outras contas a pagar	2.345	-	2.345
Passivos contingentes	-	9.891	9.891
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	83.111	83.111
Ativos líquidos adquiridos	188.056	162.673	350.729

Complexo Eólico Santa Rosa & Mundo Novo			
	Valor contábil	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	840.938	366.360	1.207.298
Caixa e equivalentes	67.440	-	67.440
Clientes	23.961	-	23.961
Tributos a recuperar	5.747	-	5.747
Outros créditos	9.157	-	9.157
Imobilizado	734.633	-	734.633
Intangível	-	366.360	366.360
Passivos assumidos	625.811	131.100	756.911
Fornecedores	56.611	-	56.611
Empréstimos e financiamentos	557.810	-	557.810
Obrigações fiscais	7.579	-	7.579
Outras contas a pagar	3.811	-	3.811
Passivos contingentes	-	10.155	10.155
Imposto de renda e contribuição social diferidos	-	120.945	120.945
Ativos líquidos adquiridos	215.127	235.260	450.387

Os passivos contingentes se referem principalmente a riscos tributários para os quais a Administração acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiros, sendo que a resolução final depende das conclusões dos processos judiciais.

O quadro abaixo apresenta a contraprestação transferida pelos ativos adquiridos e o ágio técnico apurado em decorrência do reconhecimento do passivo fiscal diferido na combinação de negócios:

Total de ativos líquidos adquiridos	403.183	397.933	801.116
Ágio técnico			204.057
Total da contraprestação			1.005.173

Curitiba, 21 de março de 2023

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de
Relações com Investidores

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e Regulatório

Vicente Loiácono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance

Ronaldo Bosco Soares
Contador - CRC PR-043819/O-0

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas da
Companhia Paranaense de Energia – COPEL

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 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 o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia Paranaense de Energia - COPEL em 31 de dezembro de 2022, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, 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 - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.12 e nº 30 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia registra a receita não faturada calculada entre a data da última leitura e o encerramento do mês, por estimativa, com base na média do último faturamento. A Companhia fatura mensalmente seus consumidores com base na energia medida. A receita não faturada é estimada entre a data da última medição e o final do mês, tendo como base o faturamento do mês anterior, sendo assim reconhecida como receita no final do mês em que o serviço foi prestado. Ao final de cada mês, a quantidade de energia entregue aos consumidores desde a data da última leitura do medidor é estimada e a receita não faturada correspondente é determinada considerando o consumo diário estimado e as tarifas aplicáveis por classe de consumidor, refletindo tendências históricas e experiências significativas. As diferenças entre a receita não faturada estimada e real são reconhecidas no mês seguinte.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria devido aos julgamentos necessários à auditoria do reconhecimento de receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica, incluindo os métodos e premissas utilizados para estimar receitas não faturadas, bem como o uso de sistemas automatizados para processar e registrar receitas. A execução de procedimentos de auditoria na receita exigiu julgamento do auditor e amplo esforço de auditoria, incluindo o envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação - TI.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo de medição de volumes de energia e preços, bem como controles sobre estimativas de receita não faturada; (b) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para a identificação dos sistemas relevantes utilizados para o processamento das transações de receita, teste dos controles gerais de tecnologia da informação referentes ao acesso, modificação e operação desses sistemas e testes de controles de interface de sistema e controles automatizados relacionados aos fluxos relevantes da receita, bem como os controles de estimativas para garantir a precisão e integridade de receita; (c) avaliação da adequação e consistência dos métodos e premissas utilizados pela Diretoria para desenvolver as estimativas de receita não faturada, teste da acuracidade matemática das estimativas elaboradas pela Diretoria para a receita não faturada e avaliação da capacidade da Diretoria de estimar a receita não faturada com precisão, comparando a receita real subsequente com as estimativas históricas da Diretoria para os grupos de receita relacionados; (d) a execução de teste que compreendeu desenvolver uma expectativa independente do montante das receitas e sua comparação com as receitas efetivamente reconhecidas; (e) teste de transações de receita, em base amostral, comparando os valores reconhecidos com os documentos suporte, testando a precisão matemática da receita reconhecida e verificando o seu recebimento subsequente; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a captura, o processamento, o registro e as respectivas divulgações sobre o reconhecimento de receita da Companhia e de suas controladas são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisões para litígios e passivo contingente

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.11 e nº 28 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas são parte em diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes tribunais. Com base em avaliações feitas pelos seus assessores jurídicos, a Diretoria reconhece uma provisão para aqueles processos cujas perdas são consideradas prováveis. A Diretoria da Companhia entende que não é viável fornecer informações sobre o tempo esperado de eventuais saídas de caixa decorrentes desses processos judiciais em que a Companhia e suas controladas estejam envolvidas, devido ao ritmo lento e à imprevisibilidade dos sistemas jurídicos, fiscais e regulatórios brasileiros, considerando que a resolução final do processo para o qual foi reconhecida uma provisão depende da conclusão dos procedimentos dos tribunais jurídicos ou arbitrais.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do julgamento necessário para determinar os prognósticos de perda, a subjetividade para mensurar a provisão para litígios e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, sendo necessária a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia e de suas controladas e a análise de jurisprudências aplicáveis e individualizadas dos processos pela Diretoria.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros:

(a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as provisões para litígios e avaliação de passivo contingente, incluindo aqueles sobre a integridade e a revisão de processos novos e em andamento, bem como controles sobre a mensuração de potenciais perdas; (b) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles gerais de tecnologia da informação dos sistemas informatizados utilizados pela Diretoria para monitorar e avaliar os processos em andamento; (c) teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Diretoria para determinação dos prognósticos de perda e mensuração de potenciais perdas; (d) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e internos dos processos quanto à classificação do prognóstico do risco de perda para a Companhia e suas controladas, incluindo o valor envolvido; (e) leitura das atas de reuniões do Conselho de Administração e da Diretoria para evidência de eventuais contingências não divulgadas ou provisões não reconhecidas; (f) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Diretoria no desenvolvimento dessas estimativas, contando com o auxílio de nossos especialistas tributários e ambientais; e (g) avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que as provisões para litígios estimadas pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações das provisões e passivo contingente, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisão para destinação de crédito de PIS e COFINS

Conforme descrito na nota explicativa nº 12.2.1 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia reconheceu em exercícios anteriores, assim como no atual, passivo para a restituição aos consumidores referente à recuperação de crédito tributário de PIS e COFINS. Em exercícios anteriores, considerou que a provisão era restrita aos últimos 10 anos, a contar da data do trânsito em julgado de sua ação judicial que reconheceu o direito a tal crédito. Em 27 de junho de 2022, foi promulgada a Lei Federal nº 14.385, que disciplina a destinação de valores de tributos que eram de recolhimento obrigatório a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, em razão da cobrança do PIS e da COFINS sobre o ICMS, reconhecida pelo poder judiciário como indevida. Com base na revisão de avaliação do risco realizada pela Diretoria e suportada nas opiniões de assessores legais, a Companhia reconheceu provisão adicional durante o exercício atual, referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude dos montantes envolvidos, da mudança na legislação durante o exercício e do alto grau de julgamento empregado pela Diretoria para estimar qual a obrigação da Companhia perante os consumidores, que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia e interpretação de legislações aplicáveis ao tema.

Para responder a este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros:

- (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia relacionados ao processo da Administração para avaliar e reconhecer essa provisão;
- (b) análise das opiniões legais preparadas por especialistas jurídicos (assessores jurídicos internos e externos) quanto à avaliação dos requerimentos da Lei Federal nº 14.385 e sua relação com as demais legislações aplicáveis ao tema, incluindo o envolvimento de nossos especialistas em aspectos legais para avaliar os argumentos e julgamentos apresentados pela Companhia e por seus assessores legais;
- (c) envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade e auditoria, para nos auxiliar na avaliação dos conceitos utilizados pela Companhia para o tratamento contábil da Lei Federal nº 14.385; e
- (d) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a provisão para destinação de crédito de PIS e COFINS estimada pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (“DVA”) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 individuais e consolidadas, 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 esse respeito.

Responsabilidades da Diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Diretoria da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, 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 individuais e consolidadas, a Diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e 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 Diretoria pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 detecta 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 individuais e consolidadas, 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 e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.

- Concluímos sobre a adequação do uso, pela Diretoria, 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 e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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

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 respectivas salvaguardas.

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 conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Curitiba, 21 de março de 2023

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 “F” PR

Jonas Dal Ponte
Contador
CRC nº RS 058908/O-1

RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

1. APRESENTAÇÃO E INFORMAÇÕES GERAIS

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE da Copel está previsto na Seção I do Capítulo V do Estatuto Social, sendo composto por 03 (três) a 05 (cinco) membros escolhidos pelo Conselho de Administração, eleitos e destituíveis por tal órgão, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas. Na composição do CAE são observados os seguintes parâmetros:

- I. *ter a maioria de membros independentes nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016;*
- II. *no mínimo, 01 (um) membro com experiência profissional reconhecida em assuntos de contabilidade societária, auditoria e finanças, que o caracterize como “especialista financeiro” nos termos da legislação vigente;*
- III. *no mínimo 01(um) dos membros do Comitê deverá ser integrante do Conselho de Administração;*
- IV. *no mínimo 01(um) dos membros do Comitê não será membro do Conselho de Administração e deverá ser escolhido dentre pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica; e*
- V. *o Presidente do Comitê deverá ser membro do Conselho de Administração.*

As características, composição, funcionamento e competências do Colegiado são estabelecidas em Regimento Interno específico. Esse Comitê assessora e reporta-se ao Conselho de Administração - CAD, ao qual está diretamente vinculado.

Dentre as principais atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário estão a de zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de Auditoria Independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; pela atuação e qualidade do trabalho da Auditoria Interna e pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

Desde 2019, o Comitê de Auditoria Estatutário conta com plano de trabalho para apoiar suas atividades. Inicialmente, o CAE desenvolveu seu plano de trabalho com o apoio da consultoria *PricewaterhouseCoopers* - PwC, em conjunto com a Auditoria Interna da Copel. No desenvolvimento do plano foram consideradas a legislação vigente, normativas internas e boas práticas de mercado. Naquele momento, para estudo e desenvolvimento desse plano, a PwC utilizou a seguinte metodologia de trabalho: mapeamento das responsabilidades do CAE; planejamento para o atendimento das responsabilidades; referências de mercado; consideração sobre os aspectos de treinamentos e discussões com o próprio Colegiado. Como resultado, a consultoria apresentou plano de trabalho listando as exigências e recomendações para atuação do CAE, bem como cronograma para execução dessas atividades ao longo de um ano. A estrutura do cronograma contempla os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei Federal nº 13.313/2016, à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOx 301/407, à Instrução CVM 509/2011, e a boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão e a distribuição desses temas ao longo do ano. Considerando atendidas as necessidades legais e regulamentares, o Comitê de Auditoria Estatutário aprovou seu plano de trabalho anual.

Em 2021, o CAE revisou seu plano de trabalho, com apoio da consultoria Ernst & Young – EY, em conjunto com a assessoria do colegiado, Auditoria Interna da Copel e Secretaria de Governança Societária. A revisão do plano considerou a legislação vigente, Estatuto Social, demais normativas internas e boas práticas de mercado. A metodologia de trabalho incluiu: revisão das responsabilidades do CAE; forma de atendimento

das responsabilidades; referências de benchmarking; interações com Auditoria Interna da Copel e Secretaria de Governança Societária e discussões em reuniões do Colegiado. O Plano de Trabalho do CAE 2022 considerou o relatório apresentado pela consultoria como subsídio em sua elaboração, sendo que sua estrutura foi organizada em (i) Apresentação e Informações Gerais; (ii) Cronograma detalhado do CAE; e (iii) Anexos.

O Plano de Trabalho Anual do CAE 2022 traz 20 temas principais, distribuídos em 86 pautas fixas ao longo do ano, distribuídas em suas reuniões ordinárias mensais, além de reuniões extraordinárias. Em 2022, foram registradas 20 reuniões, das quais, 2 foram reuniões extraordinárias.

A auditoria independente, atualmente *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes - Deloitte*, é responsável pelo planejamento e execução da auditoria das Demonstrações Contábeis da Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, Mercado Livre, Serviços e Eólicas). Compete ao auditor independente, no contexto e escopo do seu trabalho, emitir opinião sobre as Demonstrações Financeiras e se refletem de forma adequada a posição patrimonial e financeira da Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a legislação societária brasileira, as normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, já adequadas aos padrões internacionais de contabilidade, e as normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel. O ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais, também é avaliado pela Deloitte, uma vez que estão sujeitas à lei americana *Sarbanes-Oxley – SOx*.

Ainda no contexto de controles internos, a Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, em sua atuação como segunda linha de defesa, atua no desenho dos controles junto aos órgãos da administração, primeira linha de defesa. Posteriormente, cabe a DRC atuar no teste de desenho dos controles internos. Já a Auditoria Interna - AUD, como terceira linha de defesa, atua no teste de controles internos quanto à sua eficiência e eficácia.

O CAE elabora, anualmente, o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário, contendo as seguintes informações: (i) suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; (ii) avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; (iii) descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando aquelas não acatadas e justificativas para tanto; (iv) avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando, inclusive, o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e (v) avaliação das demonstrações contábeis e financeiras, com ênfase na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil e no exterior, além do cumprimento de normas editadas por agências reguladoras, registrando as divergências e eventuais deficiências.

2. HISTÓRICO DA COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Criado inicialmente para adequação da Companhia às exigências contidas na Lei *Sarbanes-Oxley – SOx*, que regulamenta a atuação das empresas abertas que possuem ações em negociação na bolsa de valores NYSE dos Estados Unidos, o Comitê de Auditoria, vinculado ao Conselho de Administração, atua desde maio/2005. Com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada na 195ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, de 07.06.2017, o Colegiado passou a se denominar Comitê de Auditoria Estatutário - CAE.

Em 11.03.2021, com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada pela 201ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, o Comitê de Auditoria Estatutário sofreu alteração, quando passou a ser permitida a composição entre 03 (três) a 05 (cinco) membros, desde que: (i) a maioria destes se enquadrasse nos critérios de independência nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016; (ii) que no mínimo,

01 (um) membro apresentasse experiência profissional reconhecida em assuntos de contabilidade societária, auditoria e finanças, que o caracterize como “especialista financeiro” nos termos da legislação vigente; (iii) que no mínimo 01(um) dos membros fosse integrante do Conselho de Administração; (iv) no mínimo 01(um) do membro externo, escolhido dentre pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica; e (v) que o Presidente do Comitê fosse membro do Conselho de Administração.

Em 2022, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato 2021/2023: Marco Antônio Barbosa Cândido (como Presidente), Carlos Biedermann (como especialista financeiro) e Luiz Claudio Maia Vieira (profissional externo), todos membros independentes, em conformidade com a Lei Federal nº 13.303/2016, e que atendem aos requisitos de independência impostos pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e pela *New York Stock Exchange - NYSE*.

Considerando a necessidade do Comitê de Auditoria Estatutário - CAE, para assessoria no desempenho de suas atribuições, um profissional da Companhia é designado como Assessor do CAE da Copel. Desde 06.11.2020, conforme deliberado na 226ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário, o profissional Adilson Dvulathca (registro 49438), atua como Assessor do CAE da Copel (Circular-058/2020, de 10.11.2020).

3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2022

3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

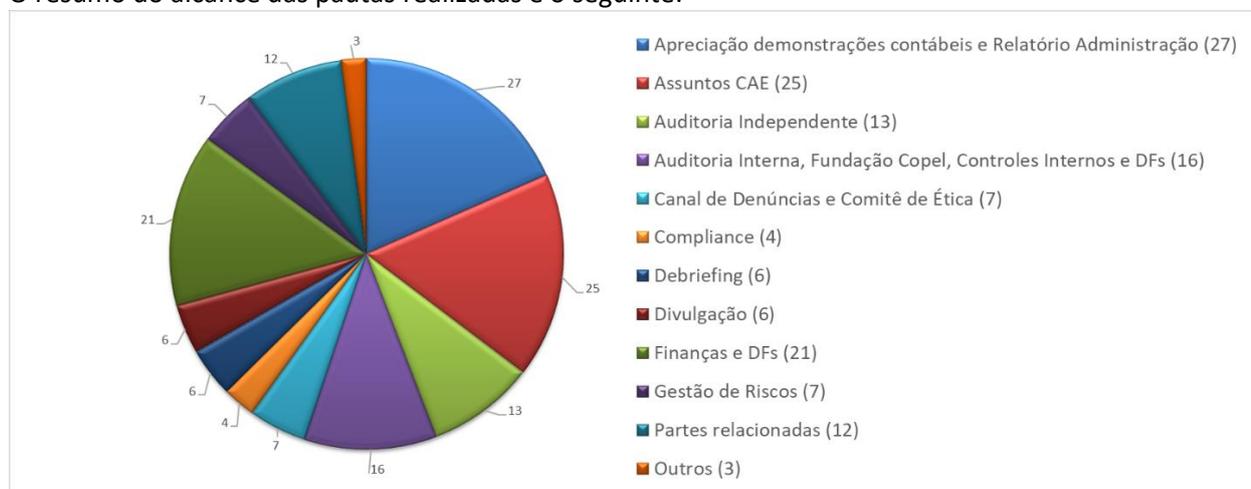
As pautas das reuniões realizadas em 2022 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para discussão do Colegiado ao longo do ano, distribuídos em 20 reuniões, das quais, 2 reuniões foram extraordinárias: apreciação de informações contábeis; auditoria externa; canal de denúncias e Comitê de Ética; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários (Cibersegurança, calendário anual de reuniões, LGPD, Risco Hidrológico e melhoria contínua); partes relacionadas; regimento interno CAE e normativas internas da Copel relativas ao CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2022, foram realizadas 20 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, sendo 2 reuniões extraordinárias, as quais contemplaram 147 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Superintendentes, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo CAE foram devidamente formalizadas em atas. Foram relatados, mensalmente, nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração - CAD, os principais temas tratados nas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da Companhia e suas subsidiárias, controladas e coligadas, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram registrados de forma resumida nas atas do Conselho de Administração.

PAUTAS POR TEMAS:

O resumo do alcance das pautas realizadas é o seguinte:



3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2022, foram contempladas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 13 pautas com participação da Auditoria Independente. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente Deloitte para o Formulário 20-F, de 2021; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2022; apresentação sobre os trabalhos relativos às Demonstrações Financeiras e de controles internos; a análise dos assuntos significativos endereçados pelo Auditor Independente; o monitoramento de *status* dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências apontadas pela auditoria independente, ao longo do período de 2022.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência dos auditores independentes. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Independente concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS e RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

No decorrer de 2022, foram realizadas 27 pautas, sendo que em todas foram apreciadas as demonstrações contábeis e em 8 pautas, o Relatório da Administração. Essas pautas abordaram a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2021; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2022; a Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2021 e para Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade.

A análise e recomendação quanto ao Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2022, de Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido e quanto ao Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade, ocorre na reunião realizada em março de 2023, após finalizadas as discussões com os Auditores Independentes sobre os resultados dos seus trabalhos, os quais incluem os Principais Assuntos de Auditoria descritos em seu relatório, as conclusões sobre a auditoria das demonstrações financeiras, a discussão das práticas contábeis adotadas, controles internos, legislação societária brasileira, bem como demais normas aplicáveis.

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Copel (Holding) e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2022, no Relatório Anual 2022, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

3.4. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2022, foram tratadas 8 pautas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê fez o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna, verificação de suas recomendações e do Relatório Anual de Atividades da Auditoria Interna - Raint 2021; e teve ciência da avaliação da Auditoria Interna sobre a Gestão de Riscos na Companhia e sobre os trabalhos relativos à Lei *Sarbanes-Oxley - SOx*.

Na 261ª Reunião, de 02.08.2022, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito dos Planos Previdenciários patrocinados pela Copel e administrados pela Fundação Copel.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência da auditoria interna. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Interna, concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria interna.

3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2022, foram tratadas 7 pautas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê recebeu reporte dos trabalhos relativos a controles internos; bem como, a atualização do *status* de auditoria, pela Deloitte, desses Controles Internos.

A metodologia adotada pela Companhia para a análise dos controles internos está em consonância com a estrutura do *Internal Control - Integrated Framework*, definido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*, e com a Lei *Sarbanes-Oxley - SOx*. A Administração da Companhia é

responsável pela implantação de políticas, procedimentos, processos e práticas de controles internos que propiciem a salvaguarda de ativos, o tempestivo reconhecimento de passivos, a aderência às regras e a integridade e precisão das informações. A Auditoria Interna é responsável por aferir o grau de atendimento ou observância, por todas as áreas da Companhia, dos procedimentos e práticas de controles internos que se encontrem em efetiva aplicação.

O Colegiado também estimulou e validou a criação de instrumentos de controle (Políticas Internas, Normas Administrativas, entre outros) para assegurar o bom andamento das atividades da Companhia, inclusive extensivos a suas empresas controladas e coligadas.

Embora o tema tenha sido tratado em pautas específicas, o assunto permeia os demais itens da pauta de trabalho do Colegiado, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

3.6. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS

No decorrer de 2022, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 7 pautas que trataram do Canal de Denúncias, Comitê de Ética, Código de Conduta e demais temas relacionados. Essas pautas abordaram o monitoramento do Canal de Denúncias e o acompanhamento ao longo do ano, em reuniões específicas, acerca de denúncias recebidas pelo Canal e que tiveram, em função de sua natureza, tratamento mais intensivo de investigação pela Auditoria Interna.

Em 2022, o CAE deliberou de forma favorável ao Regimento Interno do Comitê de Ética, recomendou ao Conselho de Administração a aprovação da Política do Canal de Denúncias e deliberou favoravelmente sobre a revisão do Código de Conduta da Companhia.

Trimestralmente, é apresentado ao CAE o acompanhamento do Canal de Denúncias pela área de Compliance e, periodicamente, a Auditoria Interna apresenta as apurações relacionadas às denúncias recebidas.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à Ouvidoria e Canal de Denúncias.

3.7. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS

No decorrer de 2022, foram tratadas 7 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o reporte dos trabalhos relativos à gestão de riscos, a revisão dos riscos estratégicos e a recomendação ao Conselho de Administração pela aprovação da Política de Riscos da Companhia.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da gestão de riscos, determinou que fosse adicionada à pauta do colegiado a análise quanto aos riscos de mercado da Copel Mercado Livre e incluiu o monitoramento do Risco Hidrológico como pauta específica em seu plano de trabalho 2022.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos à gestão e monitoramento de riscos.

3.8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

O Comitê de Auditoria Estatutário tem como uma de suas atribuições "avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia".

No decorrer de 2022, foram tratadas 12 pautas envolvendo transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE. Essas pautas abordaram, além da recomendação para aprovação das transações em si, a recomendação ao Conselho de Administração pela aprovação da revisão da Política de Transações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses e o monitoramento das operações/transações com Partes Relacionadas.

Mensalmente, o Colegiado monitora as deliberações tomadas sobre temas relativos a transações com partes relacionadas.

3.9. OUTRAS ATIVIDADES

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria Estatutário tratou de outras pautas em reuniões periódicas, relacionadas aos assuntos já indicados neste relatório e demais assuntos indicados em plano de trabalho do CAE, os quais são compliance; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; monitoramento das deliberações; orçamento; e regulamentos de independência do CAE. Ainda, os demais assuntos indicados também foram contemplados, quando aplicável, nas demais pautas citadas anteriormente neste relatório.

Na programação para 2022, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu plano de trabalho, além de analisar os resultados das avaliações de desempenho do Colegiado, incluindo o Plano de Desenvolvimento do Comitê de Auditoria Estatutário.

4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Comitê de Auditoria Estatutário reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da Companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria Estatutário emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

4.2. ALTA ADMINISTRAÇÃO - DIRETORIA EXECUTIVA E SUPERINTENDENTES

Para todas as reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Superintendentes das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também é possível que as Superintendências, por meio de suas Diretorias, realizem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente daquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA

- Reporte do Comitê de Ética e Canal de Denúncias.

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do reporte periódico do Comitê de Ética e Canal de Denúncias, a avaliação quanto a política de consequências para os casos tratados no Comitê de Ética.

Já em relação ao Código de Conduta da Companhia, o CAE recomendou a DRC avaliar o percentual da remuneração correspondente ao valor simbólico para brindes ou cortesias institucionais.

- Processos Jurídicos

O CAE recomendou à Diretoria Jurídica e Regulatória – DJR o desenvolvimento de trabalho voltado ao monitoramento e gestão de controladoria jurídica, incentivando a melhoria contínua nos processos da Companhia.

- Controles Internos

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do reporte periódico de Controles Internos, a manutenção do apoio na solução tempestiva de eventuais novos pontos apresentados pela auditoria independentes e solicitou a manutenção de reportes bimestrais sobre os trabalhos de Controle Interno.

- Reporte trimestral sobre o monitoramento do portfólio de riscos da Companhia.

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do monitoramento do portfólio de riscos da Companhia, a manutenção dos reportes trimestrais, bem como, recomendou a avaliação dos riscos de transição (Corporation) e dos riscos emergentes, com o apoio das demais estruturas da Companhia. Recomendou à DRC avaliar a inclusão de risco relacionado aos efeitos da guerra na Ucrânia.

- Reporte dos trabalhos de cibersegurança

O Comitê de Auditoria Estatutário da Copel vem sistematicamente envidando esforços para acompanhar as melhorias promovidas pela Companhia em relação à segurança cibernética. O tema é pauta periódica do colegiado em suas reuniões, tendo apoio tanto da Diretoria de Gestão Empresarial – DGE, quanto da Diretoria Reunida, Auditoria Interna e Auditoria Independente.

Os Membros do Comitê afirmaram que diversas providências foram solicitadas à Diretoria da Companhia, em especial robustez nos sistemas de controles internos da Copel e de suas Subsidiárias Integrais, acompanhamento e monitoramento mensais das deficiências apontadas pela auditoria externa, contratação de consultoria independente para auxiliar no processo de revisão dos controles internos do grupo Copel, dentre outras medidas que podem ser evidenciadas nas atas de reuniões deste Comitê.

Adicionalmente, o CAE recomendou ao Conselho de Administração aprovar a revisão da Política de Segurança da Informação e Cibernética, sugerindo a inclusão de item específico para tratar da gestão de consequências, a fim de imputar responsabilidade pelo descumprimento ou violação da Política em questão, de acordo com as normativas internas e externas vigentes.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Companhia - Copel (Holding) e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2022. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2022, no Relatório Anual 2022, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 21 de março de 2023.

MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO

Presidente

CARLOS BIEDERMANN

Especialista Financeiro

LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA

Membro Externo

PARECER DO CONSELHO FISCAL
SOBRE O RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2022 (CONSOLIDADO) E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA
PARA DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2022 E PARA
PAGAMENTO DE PARTICIPAÇÃO REFERENTE À INTEGRAÇÃO ENTRE O CAPITAL E O TRABALHO

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2022, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2022 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 e da Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2022. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos Conselheiros e discutidas com a Administração previamente. Com base nos trabalhos e discussões desenvolvidos ao longo do exercício, nas análises e entrevistas efetuadas, nos acompanhamentos e esclarecimentos prestados pela Administração e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas, emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais opinam que as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2022 estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 21 de março de 2023

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

EDUARDO BADYR DONNI

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

RAPHAEL MANHÃES MARTINS

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM Nº 80/2022, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2023, aprovado na 233ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 07.12.2022, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão (a)	222.028
Distribuição	1.878.882
Empreendimentos Eólicos (b)	52.894
Outros (c)	28.490
TOTAL	2.182.294
Investimentos em estudo para futura expansão	250.000
(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).	
(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis e Complexo Eólico Vilas	
(c) Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.	
FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros	1.297.726
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	1.297.726
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	1.134.569
TOTAL	2.432.295

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua José Izidoro Biazzetto, 158, Mossunguê, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ sob o nº 76.483.817/0001-20, para fins do disposto na Resolução CVM nº 80/2022, declaramos que:

(I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. relativamente às demonstrações financeiras da Copel de 31.12.2022; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel de 31.12.2022.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 21 de março de 2023

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de
Relações com Investidores

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e Regulatório

Vicente Loiacono Neto
Diretor de Governança,
Risco e Compliance