RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2024

70

COPEL

Pura Energia

Documento assinado digitalmente
conforme MP nº 2.200-2 de
24/08/2001,que institui a Infraestrutura
de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento
pode ser conferida através do QR Code
ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

MENSAGEM DO **DIRETOR PRESIDENTE**

O ano de 2024 foi o primeiro em que a Copel operou inteiramente como uma corporação. Em um período marcado por forte ritmo de trabalho, foram notáveis os avanços a partir da demonstração da nossa capacidade de execução e consistência nas entregas.

Como um marco em nossa cultura organizacional e excelência em todos os níveis, aprovamos no início do ano o Plano de Incentivo de Longo Prazo. Acreditamos que esse passa a ser um mecanismo essencial para a atração e a retenção de talentos. E reafirma o nosso compromisso com a criação de valor sustentável para os nossos stakeholders.

Outros passos fundamentais marcaram o ano de 2024. Reafirmamos o nosso compromisso com a perenidade e a sustentabilidade do negócio de geração de energia ao renovarmos as concessões das três maiores usinas da Companhia por 30 anos: UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia), UHE Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) e UHE Governador José Richa (Salto Caxias). Esse feito assegura a operação de 64% da nossa atual capacidade instalada até 2054.

Em linha com a nossa diretriz estratégica de foco no nosso core business e na descarbonização do portfólio, efetivamos desinvestimentos estratégicos. Além de gerar valor aos nossos acionistas, essa ação consolida a nossa matriz operacional como 100% renovável. Destacam-se as alienações da Compagas, com Equity Value de R$ 906,0 milhões, e da UEGA, com R$ 290,7 milhões, às quais veio se somar a venda de ativos inservíveis às concessões da Copel GeT, totalizando R$ 286,0 milhões.

Mas não paramos por aí. Otimizamos e reciclamos parte do nosso portfólio de ativos e participações, por intermédio de uma mais eficiente alocação de capital e da eficiência operacional da Companhia. Realizamos um swap de ativos que envolveu a consolidação da transmissora Mata de Santa Genebra e a UHE Mauá, que passaram a ser 100% da Copel Geração e Transmissão. De outro lado, ocorreu a cessão da UHE Colíder à Eletrobrás. A operação em questão traz sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada, bem como permitirá à Copel compensar, imediatamente após o closing, aproximadamente R$ 170 milhões de prejuízos fiscais contabilizados referentes ao impairment de Colíder. Adicionalmente, desinvestimos em 13 ativos de pequeno porte, totalizando R$ 450,5 milhões. E, já no início de 2025, nessa linha de reavaliação de ativos e participações minoritárias, exploramos mais uma oportunidade que agrega valor e simplifica a estrutura operacional e administrativa, e desinvestimos os 30% de participação na UHE Baixo Iguaçu por um equity value de R$ 570 milhões.

Na permanente busca pela otimização da alocação de capital e da geração de valor aos acionistas, lançamos o 1º Programa de Recompra de Ações da Copel, vigente até 2026, aproveitando um momento estratégico do mercado.

Realizamos em 2024 investimentos históricos na Copel Distribuição, totalizando R$ 2,2 bilhões para modernização, ampliação e automação da infraestrutura elétrica em nossa área de concessão, no estado do Paraná, e alcançamos uma eficiência EBITDA superior em 40% ao previsto em termos regulatórios, o que resultou em um valor ajustado histórico de R$ 2,5 bilhões.

Mesmo em um cenário desafiador, a Copel GeT manteve um sólido desempenho financeiro e performou um EBITDA recorrente de R$ 2,6 bilhões. A Copel Mercado Livre permaneceu entre as maiores comercializadoras do país pelo quarto ano consecutivo e, de maneira ágil e dinâmica, capturou os bons momentos de mercado causados pela volatilidade de preços para elevar o nível de energia contratada do nosso portfólio.

Em 2024, a Copel reafirmou sua solidez financeira, que se refletiu na distribuição de dividendos, com R$ 1,7 bilhão pagos aos acionistas em 2024, além da proposta de um pagamento de mais R$ 1,3 bilhão para 2025, ainda em relação ao exercício de 2024.

Pela primeira vez, adotamos a metodologia OBZ no processo orçamentário da Companhia, mais um passo importante no nosso compromisso com a eficiência e a disciplina financeira. Com isso, a Copel está finalizando a fase de eficiência estruturante. Essa é a primeira de três fases previstas no período pós Corporação. Já iniciamos a segunda fase, focada na excelência operacional.

Ao completar 70 anos de história, a Copel reafirma sua posição como referência em eficiência, inovação e disciplina na alocação de capital. Com uma equipe altamente qualificada e uma gestão comprometida, seguimos firmes no propósito de oferecer serviços de excelência, mantendo um olhar estratégico para o futuro e consolidando nosso protagonismo no setor elétrico brasileiro.

Daniel Pimentel Slaviero

Presidente da Copel

70 ANOS

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

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. 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.

Em 11.08.2023 houve a transformação da Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação") por meio de oferta pública de ações.

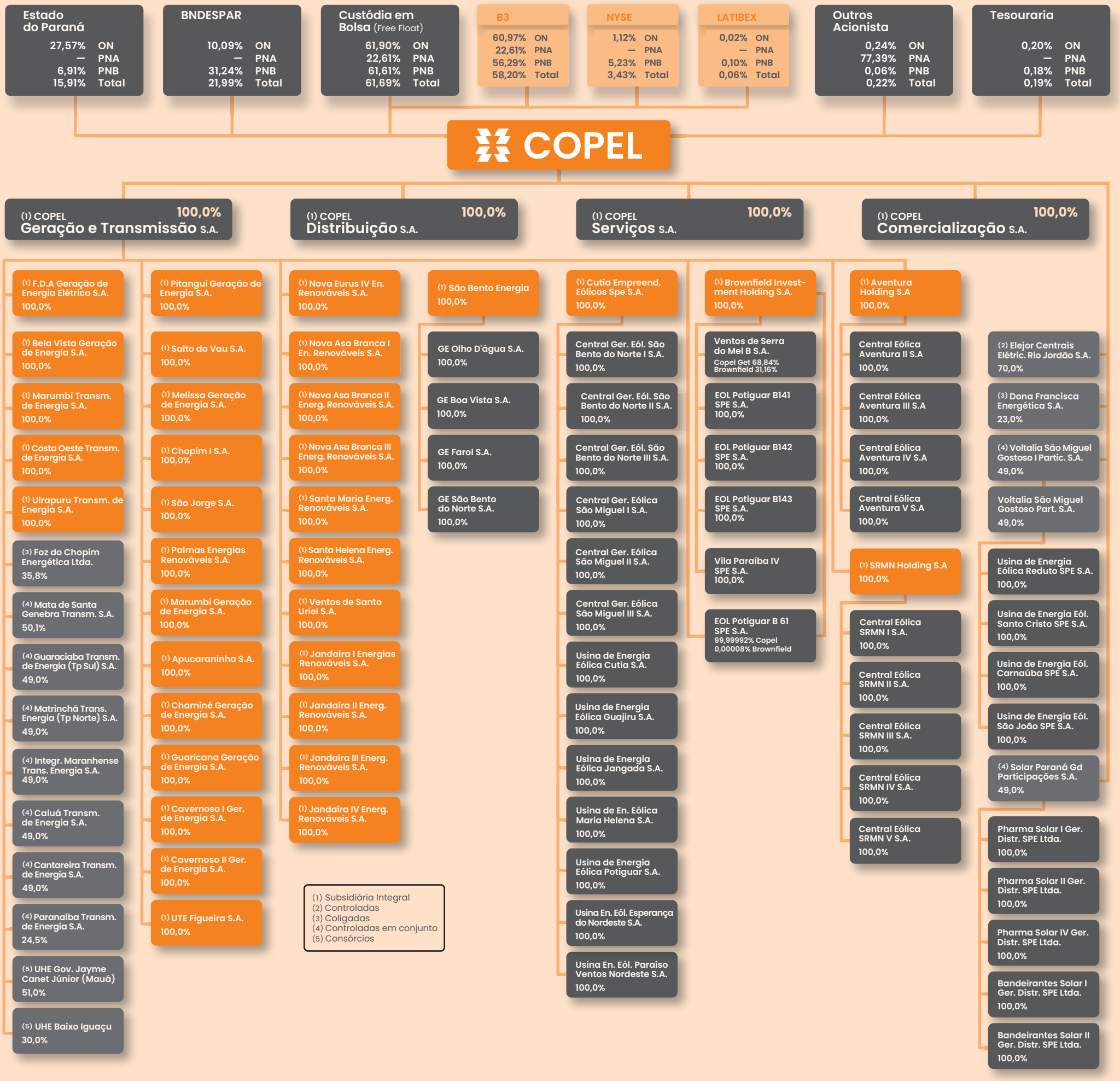
Embora esteja sediada em Curitiba, no Paraná, a Copel está presente em 10 estados brasileiros, conforme mapa a seguir:

Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica (1)	(2) 3,0	(3) 19,7	(3) 47,4
Transmissão de energia elétrica (4)	3,3	12,6	24,7
Distribuição de energia elétrica (5) (6) (7)	6,5	35,2	97,4
Comercialização de energia elétrica (8)	1,6	–	–

(1) Capacidade instalada da Copel Geração e Transmissão consolidada. Referência dez/24, conforme últimos dados disponíveis na CCEE
(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) Para o Brasil e Região sul, cálculo a partir do Consumo Mensal de Energia Elétrica - EPE
(7) Dado estimado para o Paraná
(8) Em comparação com outras comercializadoras. Pela natureza da atividade, mensurado apenas em nível nacional. Referência dez/2024, conforme últimos dados disponíveis na CCEE

Organograma societário em 31.12.2024



Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

Prêmios e certificações em 2024

PRÊMIOS / CERTIFICAÇÕES	CERTIFICADOR
Prêmio Melhores em Gestão 2024 - nível Bronze para Copel Holding	FNQ - Fundação Nacional de Qualidade
Prêmio Abraconee - melhor divulgação de informações contábeis - 1º lugar em Grande Porte para Copel GET e 3º lugar para holding	Abraconee - Asociação Brasileira de Contadores do Setor de Energia Elétrica
Certificado Empresa Cidadã	Conselho Regional de Contabilidade - CRC-RJ
Prêmio Nacional de Qualidade de Vida (PNQV) - categoria Ouro	ABQV - Associação Brasileira de Qualidade de Vida
Prêmio Sesi ODS 2024 - categoria Ambiental - Grande Indústria	Sesi - Serviço Social da Indústria
Selo Clima Paraná na Categoria A - Mercado Externo	Sedest - Secretaria de Estado de Desenvolvimento Sustentável do Paraná
Prêmio Abradee Gestão da Inovação 2024	Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Certificado CIER de Eficiência Energética - nas categorias Industrial, governo, comércio e serviços e Educação/Comunicação	Cier - Comissão de Integração Energética Regional
Prêmio VoL - melhores práticas de gestão do voluntariado	Plataforma VOL
Troféu Transparência 2024 - Companhias com Receita Líquida Acima de R$ 20 Bilhões	Anefac - Associação Nacional de Executivos
Ranking 500 maiores do sul - 1º lugar no Paraná	Grupo Amanhã
Summit PMI-PR 2024 - premiação em gerenciamento de projetos	PMI - Project Management Institute
Prêmio Year in Infrastructure - finalista na categoria Transmissão e Distribuição	Bentley Systems
2024 Latin America - 2º lugar em práticas socioambientai e de governança (ESG), 3º lugar em equipes de relações com investidores e 3º lugar em Investidor Day	Institutional Investor Research
Prêmio Energy Summit Award - categoria Fundos de Investimento	Energy Summit
Prêmio Aneel de Ouvidoria	Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica
Score A - no CDP Disclosure Insight Action	CDP - Carbon Disclosure Project

Copel em Números

EM R$ MIL	2024	2023	VARIAÇÃO %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	57.384.156	55.819.074	2,8
Caixa e equivalentes de caixa	4.161.939	5.634.623	-26,1
Títulos e valores mobiliários (1)	434.474	405.342	7,2
Dívida total	17.753.835	14.962.323	18,7
Dívida líquida ajustada	13.157.422	8.922.358	47,5
Receita operacional bruta	31.974.106	29.647.019	7,8
Deduções da receita	(9.323.070)	(8.167.551)	14,1
Receita operacional líquida	22.651.036	21.479.468	5,5
Custos e despesas operacionais	(18.867.990)	(18.092.563)	4,3
Equivalência patrimonial	281.202	307.809	-8,6
Resultado das atividades	3.783.046	3.386.905	11,7
Ebitda ou Lajida	5.529.726	5.076.754	8,9
Resultado financeiro	(1.157.014)	(1.204.990)	-4,0
IRPJ/CSLL	599.435	354.057	69,3
Lucro operacional	2.907.234	2.489.724	16,8
Lucro/prejuízo líquido proveniente de operações descontinuadas	491.571	191.501	156,7
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	2.307.799	2.135.667	8,1
Lucro líquido do exercício	2.799.370	2.327.168	20,3
Patrimônio líquido	25.636.935	24.191.667	6,0
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	2.335.137	1.089.211	114,4
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,3	1,5	-13,3
Liquidez geral (índice)	0,9	1,0	-10,0
Margem Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	24,4	23,6	3,4
Lucro por ação - Ações ordinárias	0,84811	0,78574	7,9
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	1,79606	0,90931	97,5
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	1,01304	0,80600	25,7
Valor patrimonial por ação - R$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	8,6	8,1	5,9
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	69,3	61,8	12,1
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	12,8	11,6	10,3
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	10,2	9,9	3,0
Participação de capital de terceiros (%)	55,3	56,7	-2,5
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) (2)	11,6	11,0	5,5

(1) Garantias de contratos da dívida
(2) LL ÷ (PL inicial)

2. Gestão ESG (Ambiental, Social e Governança)

A Copel é signatária do Pacto Global desde sua criação em 2000 pelo então Secretário-Geral da Organização das Nações Unidas - ONU, Kofi Annan, sendo pioneira no setor elétrico brasileiro ao ter sua participação homologada em 2001. Desde 2018, a empresa reforçou seu compromisso com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) relacionados à energia.

Em 2021, a Copel desenvolveu seu Plano de Neutralidade de Carbono, consolidando o tema como uma de suas prioridades. Na Visão 2030, a descarbonização da matriz de geração elétrica foi destacada como meta central. Além disso, a Visão 2030 incorporou compromissos com ética, governança e diversidade, com destaque para a ampliação da presença feminina em posições de liderança.

Ao traçar seu planejamento para a próxima década, a Companhia busca intensificar a integração das preocupações ambientais, sociais e de governança (ESG) em suas ações e decisões estratégicas.

Gestão da Sustentabilidade

A Copel gerencia a sustentabilidade por meio de áreas especializadas voltadas para as temáticas ESG. A Holding estabelece diretrizes corporativas que são disseminadas em toda a empresa, incluindo suas subsidiárias, por meio de políticas e normas abrangentes.

Cada subsidiária possui equipes específicas para a gestão de questões socioambientais, adequando suas ações às particularidades de cada operação. Essas iniciativas visam garantir conformidade socioambiental e alinhamento às melhores práticas de mercado.

O desempenho em sustentabilidade é monitorado internamente e avaliado por meio de índices especializados, como o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 e o *Corporate Sustainability Assessment* (CSA) da S&P Global. Esses indicadores permitem comparações com outras empresas e fornecem insights para a melhoria contínua nas dimensões ESG.

2.1. Governança Corporativa

A Copel é uma companhia de capital aberto, dotada de personalidade jurídica de direito privado, cujas ações são 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 e suas partes interessadas.

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.

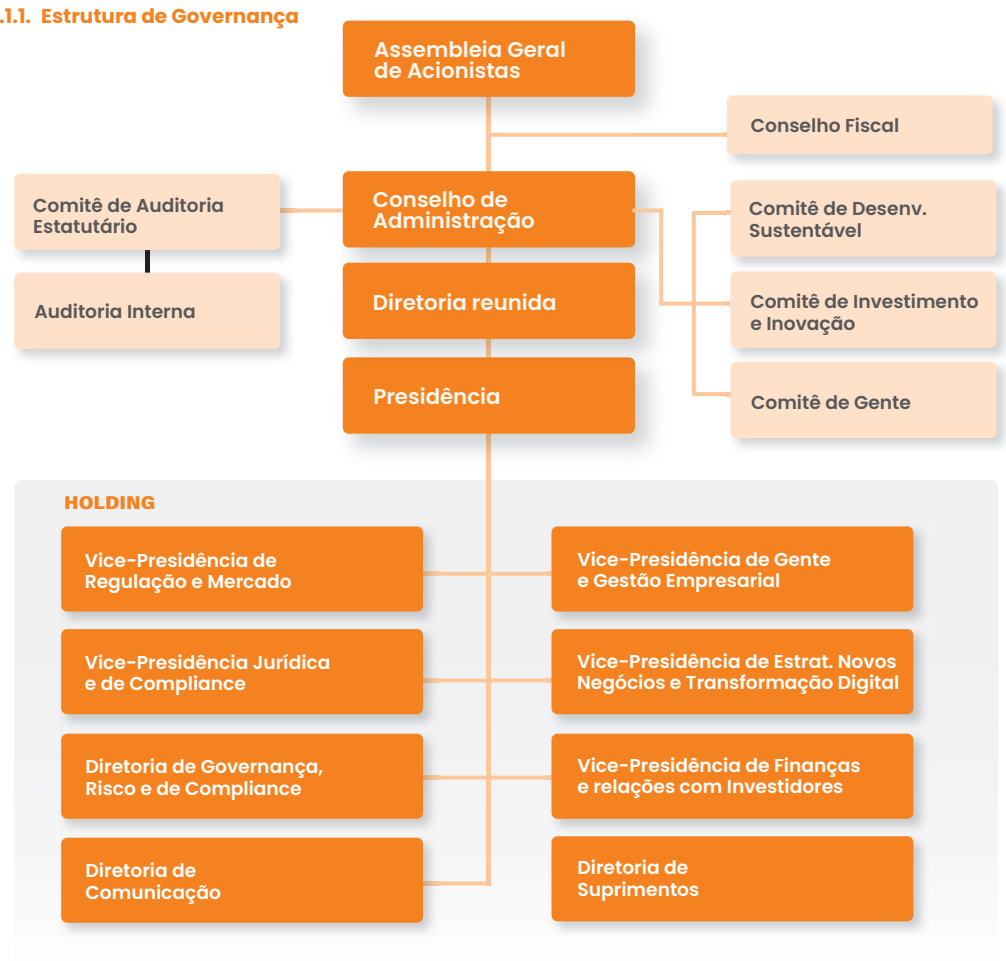
Após sua transformação em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação"), a Copel deu continuidade à adoção de uma série de mecanismos para fortalecer sua estrutura de governança corporativa, aperfeiçoando seus instrumentos e buscando manter uma estrutura robusta que acompanha a evolução das práticas de mercado.

O Estatuto Social da Copel, foi reformado em 2024, trazendo modernização e melhorias de governança, dentre elas (I) a nova denominação "Diretoria Executiva" para os membros que participam da Diretoria Reunida com direito à voto, compreendendo as funções de Presidente e Vice-Presidentes, ou seja, permitindo ajustes nas competências da Assembleia Geral, incluindo a possibilidade de deliberação de matérias submetidas pelo Conselho de Administração, de modo a zelar pela boa governança e refletir as melhores práticas de mercado, (II) a otimização da composição do Conselho de Administração, permitindo uma composição variável, (III) inserção de cláusula quanto ao exercício dos cargos dos membros da Diretoria em tempo integral e com dedicação exclusiva e (IV) adoção do Conselho Fiscal não permanente, nos termos da Lei.

As subsidiárias integrais 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 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.

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.

Conselho Fiscal

Órgão não permanente que, se instalado, analisa e opina sobre as demonstrações financeiras e fiscaliza os atos dos administradores. É formado por três membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas para mandato de um ano.

CONSELHO FISCAL	
Presidente	Demetrius Nichele Macei
Conselheiro	Francisco Olinto Velo Schmitt
Conselheiro	Filipe Bordalo di Luccio
Conselheiro - suplente	José Paulo da Silva Filho
Conselheiro - suplente	Kuno Dietmar Frank
Conselheira - suplente	Patricia da Silva Barros

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 próprio. É composto por, no mínimo sete, e, no máximo, nove membros eleitos em Assembleia Geral, para o mandato unificado de dois anos, indicados conforme estabelecido no Estatuto da Companhia e no Regimento Interno no órgão. Na atual composição do Conselho, 88,9% são independentes, percentual acima do mínimo previsto no Estatuto Social da Companhia, que determina que a maioria dos membros sejam independentes.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
Presidente - independente	Marcel Martins Malczewski
Conselheiro - independente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Conselheiro - independente	Carlos Biedermann
Conselheiro - independente	Marcelo Souza Monteiro
Conselheiro - independente	Geraldo Corrêa de Lyra Junior
Conselheiro - independente	Jacildo Lara Martins
Conselheiro - independente	Viviane Isabela de Oliveira Martins
Conselheiro - independente	Pedro Franco Sales
Conselheiro - eleito pelos empregados	Fausto Augusto de Souza

Em caráter transitório, conforme consignado na Ata da 207ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 10.07.2023, o Conselho de Administração permanecerá com um membro eleito pelos empregados da Companhia até a próxima eleição para o CAD.

Diretoria Reunida

Órgão colegiado responsável pelas funções executivas, com atribuição de representar a Companhia, de acordo com atribuições e deveres estabelecidos no Estatuto Social e Regimento Interno específico, aprovado pelo Conselho de Administração. É composta por até nove membros, sendo um deles o Presidente e até oito Vice-Presidentes, respeitando-se o mínimo de três membros, eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de dois anos, permitida a reeleição. A Companhia poderá ter ainda, até quatro Diretores, cujas atribuições serão definidas pelo Conselho de Administração.

DIRETORIA	
Presidente	Daniel Pimentel Slaviero
Diretor de Comunicação	David Campos
Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores	Felipe Gutterres Ramella
Vice-Presidente Jurídico e de Compliance	Yuri Müller Ledra
Diretor de Governança, Risco e Compliance	Vicente Loiácono Neto
Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital	Diogo Mac Cord de Faria
Vice-Presidente de Gente e Gestão	Márcia Cristine Ribeirete Baena
Vice-Presidente de Regulação e Mercado	André Luiz Gomes da Silva
Diretor de Suprimentos	Anderson Cotias e Silva

Comitê de Auditoria Estatutário

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

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	
Coordenador e especialista financeiro	Carlos Biedermann
Membro	Pedro Franco Sales
Membro externo	Luiz Claudio Maia Vieira

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, o Comitê está alinhado ao compromisso da Copel com a alocação adequada dos recursos e a eficiência.

COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO	
Coordenador	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro	Marcelo Souza Monteiro
Membro	Pedro Franco Sales

Comitê de Desenvolvimento Sustentável

Órgão com a finalidade de auxiliar o Conselho de Administração na proposição de diretrizes, políticas e princípios relativos 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.

COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL	
Coordenador	Geraldo Corrêa de Lyra Junior
Membro	Fausto Augusto de Souza
Membro externo	Lavinia Rocha de Hollanda

Comitê de Gente

Órgão com a finalidade de auxiliar o Conselho de Administração na proposição de diretrizes, políticas e princípios relativos à estratégia de remuneração dos administradores, membros de comitês de assessoramento e conselheiros fiscais, gestão de pessoas, sucessão de administradores e do processo de elegibilidade dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários.

COMITÊ DE GENTE	
Coordenadora	Viviane Isabela de Oliveira Martins
Membro	Marcelo Souza Monteiro
Membro externo	Mario Cunha Campos

2.1.2. Programa de Integridade

O Programa de Integridade da Copel está alinhado às melhores práticas de ações contra a corrupção. O 10° Princípio do Pacto Global preconiza que as empresas devem combater a corrupção em todas as suas formas, com metas para desenvolver instituições eficazes, responsáveis e transparentes em todos os níveis, indo além das obrigações legais, fortalecendo os mecanismos de transparência e integridade. 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 contratação e pagamentos, entre outros.

Para seguir garantindo a aplicação das melhores práticas, a Companhia foi certificada pela ISO 37301, revisando uma série de práticas e normas, ampliando a interação entre os processos de controles e gestão de riscos e implementou outras melhorias ao longo de 2024.

Código de Conduta

Criado em 2003, o Código de Conduta foi revisado e atualizado em 2024, incorporando as mudanças decorrentes da transformação da Companhia em corporação e melhores práticas de mercado. 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, cibersegurança e inteligência artificial. Também baliza a atuação em questões referentes à transparência, participação em leilões, saúde e segurança, responsabilidade social e ambiental, respeito aos diretos humanos, entre outras.

O Código de Conduta estabelece parâmetros de conduta para colaboradores, administradores (membros do Conselho de Administração), membros do Conselho Fiscal, membros de comitês (estatutários ou não estatutários), estagiários, aprendizes, fornecedores, prestadores de serviços e terceirizados. 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 canais de manifestação específicos para esses fins, com garantia de sigilo.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

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. O processo é monitorado pelo Comitê de Ética, Comitê de Auditoria Estatutário e Conselho de Administração e em decorrência dos resultados das apurações, podem ser recomendadas melhorias e aprimoramentos em procedimentos, controles internos, normas, políticas, programas de capacitação e comunicação, ou ainda a aplicação de medidas disciplinares, em conformidade com as normativas internas e legislação aplicável.

Para denúncias sobre fraudes e furtos na rede elétrica, a Copel disponibiliza um contato específico.

A Ouvidoria é outra instância de atendimento e conta com 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 diretrizes, princípios e responsabilidades são aplicáveis às áreas corporativas da Copel, suas subsidiárias integrais e controladas, e recomendadas às empresas controladas em conjunto, às empresas coligadas e a outras participações societárias da Copel, respeitados seus trâmites societários de forma a identificar, avaliar, tratar e monitorar os riscos inerentes à Companhia e ao seu setor de atuação e que possam afetar o atendimento dos seus objetivos e realização de seus negócios. A alta administração da Companhia também passa, anualmente, por treinamento sobre o tema, enquanto os empregados são treinados sobre a metodologia de gestão de riscos de forma a conseguir identificar situações de exposição e na adoção de ações mitigadoras.

Os riscos estratégicos são revisados na elaboração do Planejamento Estratégico, trabalho executado conjuntamente pela alta administração 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. Além dos riscos estratégicos, a estrutura de gerenciamento classifica os principais riscos em Financeiros, Operacionais e de Conformidade *(compliance)*.

Para definição de seu apetite ao risco, a Copel considera os seguintes pilares: atuar nos mais elevados padrões éticos e de *compliance*; garantir que atividades ou práticas adotadas estejam alinhadas às práticas ESG com ênfase em mudança do clima e aspectos socioambientais; garantir que em todas as operações da Copel a segurança do trabalho seja rigorosamente observada; garantir o constante aprimoramento do nível de segurança cibernética de Tecnologia da Informação e de Tecnologia da Operação; não atuar em segmentos que não estejam relacionados à sua atividade principal; e investir em negócios aderentes à Política de Investimento e ao Planejamento Estratégico, tendo como fundamentos e pilares a integração com escala, disciplina de capital e inovação.

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, detalhando também aspectos ambientais, sociais e de governança. 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.

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 PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes - PWC para a prestação de serviços de auditoria independente de suas demonstrações financeiras até o fim do exercício social de 2028. A PWC iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais - ITRs do primeiro trimestre do exercício de 2024.

No exercício social encerrado em 31.12.2024 a PwC recebeu honorários no valor de R$ 4,4 milhões e o auditor antecessor (Deloitte) recebeu o valor de R$ 2,5 milhões, perfazendo um total R$ 6,9 milhões referentes aos serviços regulares de auditoria independente. Adicionalmente, foram pagos em 2024 o total de R$ 0,4 milhão de serviços não relacionados à auditoria independente referentes a revisão de procedimentos fiscais e tributários, asseguração das informações do Relato Integrado e da estrutura de controles para o processo de compilação e apuração de índice financeiro.

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.

2.2. Dimensão Social

A Copel reafirma seu compromisso com diversos públicos ao implementar ações que promovam o equilíbrio entre as dimensões ambiental, econômica e social. Suas práticas são guiadas pelas Políticas de Sustentabilidade e de Governança Corporativa, que destacam valores como diálogo, transparência, respeito aos Direitos Humanos, acessibilidade, inclusão e desenvolvimento sustentável.

2.2.1. Promoção dos direitos humanos

A Política de Sustentabilidade da Copel define diretrizes para prevenir, mitigar e reparar violações, garantindo ambientes de trabalho dignos, inclusivos e livres de desigualdades. A uniformização de parâmetros de monitoramento e avaliação, iniciada em 2022, inclui a implementação de processos de devida diligência para fornecedores e o levantamento de temas prioritários relacionados aos direitos humanos, em colaboração com diferentes áreas da Companhia e suas subsidiárias.

Esse processo considera indicadores como saúde e segurança no trabalho, registros do Canal de Denúncias e outras informações para mapear práticas existentes e identificar oportunidades de melhoria. Em 2022 e 2023, a Copel realizou capacitações sobre direitos humanos para áreas-chave, abordando temas como impactos na cadeia de valor, ações de monitoramento e prevenção, além de avanços no processo de diligência corporativa. Em 2024, encerrando a Semana Integrada de ESG, foi lançado o Curso de Direitos Humanos – edição 2024, voltado ao aprofundamento de temas cruciais para a promoção de uma cultura de respeito, inclusão e responsabilidade social. A Política de Sustentabilidade na íntegra pode ser acessada no Portal de sustentabilidade.

2.2.2. Responsabilidade Social

Consciente de seu papel na sociedade, a Copel desenvolve programas e ações voltados ao bem-estar das comunidades, alinhados às expectativas de seus públicos e a diretrizes internacionais, como a Agenda 2030 da ONU. A Companhia busca alternativas que promovam desenvolvimento social, mesmo ao implementar novos empreendimentos que gerem empregos e receitas, mas que possam exigir mitigação de impactos.

Essas ações incluem os programas sociais obrigatórios no contexto do licenciamento ambiental, descritos nos Planos Básicos Ambientais - PBA e em relatórios específicos, além de iniciativas corporativas como:

- Voluntariado corporativo (EletriCidadania)
- Hortas comunitárias (Cultivar Energia)
- Educação sobre os ODS (Educa ODS)
- Programas voltados aos direitos humanos e diversidade

A Política de Sustentabilidade estabelece diretrizes para o investimento social privado, incluindo as doações e contribuições voluntárias e não voluntárias concedidas pela Copel. Essa política reforça a conexão com os ODS priorizados pela Companhia como base para definir os investimentos sociais.

As subsidiárias devem reportar trimestralmente à Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* todas as doações e contribuições, voluntárias ou não. Esses dados são consolidados e comunicados periodicamente ao Comitê de Desenvolvimento Sustentável.

2.2.3. Gestão de Pessoas

A Política Gestão de Pessoas - Recursos Humanos da Copel reconhece que os empregados são o principal valor da Companhia e estabelece princípios e diretrizes visando o desenvolvimento, valorização, manutenção da saúde, segurança e qualidade de vida das pessoas. Esta política está alinhada às melhores práticas de mercado e serve de base para a tomada de decisão e implantação de programas e ações, de acordo com o planejamento estratégico corporativo.

A relação de trabalho com os empregados é conduzida com base nos valores da Copel (ética, respeito às pessoas, dedicação, transparência, segurança e saúde, responsabilidade e inovação) e no respeito aos preceitos universais, constitucionais e legais.

Com a transformação em corporação em 11.08.2023, a Copel deixou de ter obrigações impostas às empresas de economia mista e alguns aspectos trabalhistas ganharam maior flexibilidade, como, por exemplo, a possibilidade de aproveitamento do quadro interno, uma vez que a transposição entre carreiras agora é permitida, facilitando assim a mobilidade dos profissionais.

Movimentação do quadro de pessoal	
Quadro em 31.12.2023	**5.959**
Desinvestimento Uega/Compagas (1)	148
Admissões/readmissões	13
Desligamentos (2)	1.428
Quadro em 31.12.2024	**4.396**
Turnover em 2024	12,4

(1) Empresas desinvestidas em 2024 e desconsideradas para turnover
(2) Incluídos os colaboradores que saíram no Programa de Demissão Voluntária durante o ano de 2024.

Para apoiar as áreas operacionais e funções específicas, a Companhia estabeleceu uma política de terceirização, onde estão previstas as diretrizes para contratações de terceiros. As contratações seguem as exigências legais e de segurança do trabalho, além de regras e disposições internas definidas no Manual do Fornecedor e no Regulamento de Contratação. Cabe ao gestor do contrato acompanhar e fiscalizar todo o processo, da contratação à execução e entrega do trabalho contratado.

A Copel é reconhecida por suas boas práticas em gestão de pessoas. A Companhia celebrou, tanto em 2023 quanto em 2024, a conquista da certificação "Excelência em Gestão Ouro" no Prêmio Nacional de Qualidade de Vida (PNQV), concedido pela Associação Brasileira de Qualidade de Vida – ABQV.

• Saúde, Bem-estar e Benefícios

Saúde e Qualidade de Vida são temas que estão nos fundamentos da Copel, que possui como premissa um ambiente organizacional saudável, seguro, com equilíbrio entre a vida pessoal e profissional e tem como objetivo a promoção da saúde integral dos nossos empregados. Esse objetivo é alcançado por meio de benefícios, programas e ações coordenadas de forma contínua.

Entre os benefícios concedidos pela Companhia a todos os seus colaboradores, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias; participação nos lucros e resultados - PLR; prêmio por desempenho - PPD; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a colaboradores com deficiência e a colaboradores que tenham dependente com deficiência; licença maternidade e licença paternidade estendidas; complementação de auxílio-doença; incentivo a hábitos saudáveis com ações de corrida e práticas de esportes.

A Companhia ainda oferece benefícios para seus colaboradores que impactam positivamente na qualidade de vida de seus familiares, como: liberação para acompanhamento de familiar, liberação para realização do pré-natal e acompanhamento da gestante.

A Copel possui o Programa de Home Office, que adota o regime híbrido de trabalho, com adesão voluntária. Neste modelo os colaboradores podem cumprir parte de sua jornada de trabalho presencialmente e parte à distância. Além do Home Office, são ofertados benefícios relacionados a flexibilidade de horário trabalho como horário de trabalho flexível, banco de horas e redução de jornada de 8 horas para 6 horas diárias, conforme critérios previstos em norma interna.

O foco na saúde dos colaboradores vai muito além de exames ocupacionais obrigatórios. Após a etapa ocupacional do periódico a Companhia disponibiliza a etapa adicional e preventiva do periódico com a oferta de outros exames, conforme o perfil do colaborador (sexo e idade) e sem custo para o empregado. Apesar de não ser obrigatória, é incentivada a realização tendo em vista que, o objetivo é prevenir, rastrear e diagnosticar precocemente as doenças de maior prevalência na população.

Por meio da Fundação Copel, disponibiliza-se o Plano de Saúde aos colaboradores e dependentes, a cobertura do plano contempla atendimento médico, odontológico, farmacêutico, plano ambulatorial, hospitalar e obstétrico, incluindo atendimentos em nutrição, psicologia e fisioterapia, por meio de uma vasta rede credenciada de prestadores de serviço.

Os beneficiários do plano de saúde contam ainda, com 3 unidades de Atenção Primária à Saúde - APS, em Curitiba, Maringá e Londrina e 4 cidades com APSs Digitais, Irati, Foz do Iguaçu, Francisco Beltrão e Pato Branco. Nas APSs, os beneficiários são atendidos sem coparticipação e destacam-se como grande avanço na prevenção e promoção da saúde.

Já o Programa de restrição e reabilitação profissional promove a inclusão de empregados que adquirem limitação física ou mental de forma definitiva e não podem mais atuar em suas funções e atividades originais, mas têm capacidade para trabalhar em outras atividades na empresa. O programa trabalha alinhado aos períodos de tratamentos e às avaliações da previdência social, mas não exclusivamente, para encontrar uma nova função que esteja mais adequada às limitações do empregado e compatível com sua capacidade. Na reabilitação, o empregado é acompanhado pelo gestor e por uma equipe especializada. Além disso, a Copel mantém a média dos últimos adicionais salariais por 12 meses após a reabilitação, a fim de garantir o equilíbrio econômico e financeiro do empregado com esta necessidade.

No cuidado com a saúde física, disponibiliza vacina contra a gripe sem coparticipação, ainda atua com ações de prevenção e controle de doenças crônicas, incentivo a atividade física e hábitos saudáveis. Em fevereiro de 2024 foi inaugurado, na sede da empresa, uma Sala de Atividade Física, denominada, por escolha dos copelianos, como Espaço +Energia. Nesse espaço, em parceria com a Associação Copel Curitiba, é ofertado aulas de pilates, circuito funcional, fortalecimento muscular e Jiu-jitsu, além de manter os espaços energia e saúde que conta com academias ao ar livre e pista de caminhada em alguns polos.

Os cuidados também se estendem à saúde mental. Por meio do programa Plenamente, são realizadas ações voltadas a psicoeducação, suporte especializado e gestão em saúde psicoemocional. No que tange o suporte especializado, em 2024 foi implementada uma linha de suporte 24 horas por dia, 7 dias da semana: o canal de apoio psicossocial do Plenamente que é operado por profissionais especializados em psicologia no formato online e gratuito (sem qualquer coparticipação financeira), seguro e sigiloso, atendendo os empregados e seus dependentes. Adicionalmente mantém o programa de tratamento e prevenção à dependência química, que promove a prevenção e o tratamento do uso e abuso de drogas entre os empregados, e orienta a conduta dos familiares em casos presentes na família.

O bem-estar financeiro também é pauta no cuidado integral na Copel. Em 2023 foi lançado o programa Redefinindo Valores, que visa a promoção de bem-estar financeiro e sustentabilidade econômica por meio de conhecimento sobre educação financeira, planejamento e administração pessoal das finanças, construindo uma longevidade financeira pessoal e familiar.

Pensando no futuro, a Copel oferece, por meio da Fundação Copel, um plano de previdência complementar que permite ao empregado formar um fundo de reserva financeira durante a vida profissional. E desde 1979, a Copel mantém o Programa de Preparação para a Aposentadoria e Pós Emprego, com uma série de palestras sobre educação financeira previdenciária, comportamento de consumo e poupança, empreendedorismo, qualidade de vida e saúde.

• 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 2024 (R$ 2.434,71) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R$ 1.412,00) era de 1,72 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 16 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. Para que os colaboradores possam conhecer todos os detalhes do Nossa Energia, é disponibilizado uma trilha de aprendizagem, que apresenta os conteúdos relacionados a gestão por competências, modelo e processo do programa e também sobre o plano de desenvolvimento.

Em 2024, houve revisão das competências para o nível de Gerência Executiva. A avaliação e elaboração dos planos de desenvolvimento ocorreu por meio de um processo de *assessment*.

• Mobilidade Interna e Novas Admissões

Com o processo de transformação que a Copel passou em 2023 tornando-se uma corporação, a Companhia passou a não ter mais a obrigatoriedade de contratação de colaboradores por meio de concurso público, possibilitando maiores oportunidades de aproveitamento do potencial e crescimento de carreira do seu quadro de colaboradores.

Esse cenário motivou a implantação, no primeiro semestre de 2024, do Programa de Mobilidade Interna da Copel, cuja diretriz principal é o preenchimento de vagas por meio da realização de processos seletivos internos, amplamente divulgados aos colaboradores da Companhia.

A Copel tem como prioridade o aproveitamento interno do quadro, no entanto, para algumas funções e posições é necessária a contratação de mercado. Dessa forma, a partir do segundo semestre de 2024, a Copel passou a realizar processos de recrutamento e seleção externos para a admissão de novos colaboradores e, para isso, conta com o apoio de consultorias especializadas.

• Desenvolvimento de Pessoas

A Copel valoriza a educação continuada e o desenvolvimento profissional dos empregados é orientado pela gestão de competências, determinada pela identificação das necessidades de treinamento e capacitação do quadro de pessoal.

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 colaboradores promovendo a atualização no seu escopo de trabalho. 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.

Além da plataforma de aprendizado Degreed, utilizada pela Companhia, em 2024 a Copel lançou uma nova plataforma de *learning*, a *Supply Go*, uma plataforma educacional com conteúdos especializados em Compras e *Supply Chain*. A plataforma facilita a aprendizagem, o desenvolvimento de habilidades e a análise de dados em tempo real, ampliando cada vez mais o protagonismo dos colaboradores em seu desenvolvimento.

Destacam-se, a seguir, alguns dos programas de desenvolvimento corporativos realizados em 2024:

- **Programa de Desenvolvimento da Liderança – PDL:** O programa tem o objetivo de melhorar a performance e desempenho dos líderes em suas equipes, agregando resultado para as pessoas e para Companhia. Em 2024 o programa teve continuidade com um ciclo de palestras online. Além disso, foi promovido os Diálogos de Carreira, incentivando o consumo das trilhas disponíveis na plataforma Degreed. O objetivo é potencializar a reflexão sobre os próximos passos de carreira através de conteúdos, informações e ferramentas, de forma a favorecer o apoio dos líderes na construção dos planos de desenvolvimento com os colaboradores, facilitando os movimentos de carreira e estimulando o protagonismo.
- **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. O público alvo são gerentes formais e supervisoras. Em 2024 a Copel iniciou a formação da primeira turma do Programa de Mentoria para Lideranças Femininas, como parte integrante de uma iniciativa mais ampla de propiciar um ambiente favorável à inclusão da mulher na liderança por meio de ações que foquem na capacitação e na potencialização de uma cultura inclusiva. Concebido como uma extensão do Programa de Liderança Feminina, a nova formação representa um marco significativo na jornada rumo à equidade de gênero.
- **Programa de Capacitação para LGPD:** A partir da implantação da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais - LGPD, 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 2024, foi realizado o Treinamento Anual de LGPD Ciclo 2024 para 100% dos colaboradores, além de treinamentos pontuais para responsáveis pelo tratamento de dados ou de políticas internas referentes ao tema.
- **Treinamentos na temática de Sustentabilidade e Diversidade:** Em 2024 a Copel promoveu uma ampla programação de treinamentos, palestras e ações de sensibilização e conscientização para colaboradores e público externo sobre direitos humanos, riscos, diversidade, acessibilidade e especialmente sustentabilidade. Sobre o último foi realizada a Semana Integrada ESG, no mês de novembro de 2024, uma imersão em temas como consumo sustentável, cultura do desperdício, diversidade e muito mais. A semana foi construída e vinculada ao Programa EducaODS, com o objetivo de ampliar o conhecimento sobre temas relacionados à sustentabilidade e suas interações com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).
- **Trilhas de aprendizagem:** Consiste em compartilhamento de conhecimento dos colaboradores para os colaboradores. 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 colaboradores e pode ser acessada também do celular.
- **Programa de Cibersegurança:** Seguindo o Planejamento Estratégico e a Política de Segurança da Informação da Copel, a gestão da Cibersegurança na Companhia é tratada de maneira ampla e sistêmica. Desde dezembro de 2021 a Copel treina seus colaboradores através da KnowBe4, plataforma integrada para treinamento de conscientização em segurança da informação, combinada com ataques simulados de *phishing*, iniciando assim o Programa de Conscientização em Segurança da Informação, que tem como objetivo capacitar e conscientizar a força de trabalho para adotar comportamentos defensivos em cibersegurança. Anualmente também são realizadas pesquisas de maturidade do tema com todos os colaboradores. O programa continua em 2025, com novas campanhas considerando o estágio de maturidade do público geral sobre o tema.
- **COPEL 4.0:** Iniciativas sobre inovação digital para incentivar os profissionais a atuarem neste ambiente moderno e integrado, ampliando suas habilidades e garantindo os resultados almejados pela Companhia. Em 2024, destaca-se três *webinar* voltados para Inteligência Artificial.

2.2.4 Fornecedores

Ao longo de 2024, mesmo com sua transformação em uma corporação, a Copel reforçou o compromisso com seus *stakeholders* em manter uma cadeia de suprimentos forte e resiliente mediante a manutenção das parcerias firmadas bem como reforçando a adoção de rigorosos critérios de seleção de novos entrantes, conforme as necessidades operacionais identificadas. O desenvolvimento sustentável consiste no principal critério orientativo de suas ações, com foco na melhoria constante da gestão de sua cadeia produtiva e na otimização no uso de recursos em benefício da comunidade.

Para isso, a Copel adota um processo estruturado de avaliação de fornecedores com o objetivo de aprimorar o gerenciamento de riscos ao longo de sua cadeia de suprimentos. Esse processo abrange a análise de aspectos relacionados à capacidade técnica, saúde fiscal e financeira, enquadramento jurídico, análise de integridade dentre outros critérios relevantes conforme a especificidade de cada contratação, fornecendo subsídios para a definição de parâmetros mais objetivos e consistentes na classificação da criticidade dos fornecedores. Essa abordagem reforça o compromisso da Companhia com a transparência, a conformidade e a sustentabilidade em suas relações comerciais.

Conforme a criticidade da contratação, considerando seus diferentes aspectos, a Copel exige a apresentação de documentação complementar a fim de resguardar a competência mínima necessária do fornecedor que está participando do processo de seleção para posterior contratação. Como exemplo, se há criticidade no quesito ambiental, é exigida a apresentação de certidões e qualificações específicas, complementado pelas obrigações previstas em contrato cujo cumprimento é acompanhado pelo gestor e fiscal(is) ao longo de sua execução.

A Copel reafirma seu compromisso com a promoção de uma cadeia de suprimentos pautada em valores éticos e sustentáveis, incentivando a adoção dos Princípios do Pacto Global das Nações Unidas por parte de seus fornecedores e parceiros de negócios. Esses princípios, alinhados às áreas de direitos humanos, condições de trabalho, meio ambiente e combate à corrupção, orientam as práticas da companhia e fortalecem sua atuação responsável em todos os níveis de operação. Como parte desse compromisso, o Código de Conduta para Fornecedores da Copel desempenha um papel central, tendo sido concebido para garantir que todos aqueles que possuam algum tipo de relacionamento com a Copel compartilhem dos mesmos valores que norteiam a gestão corporativa da companhia.

2.2.5. Programas Aneel

Conforme legislação, as concessionárias e permissionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente parte de sua Receita Operacional Líquida - ROL regulatória para projetos de Pesquisa & Desenvolvimento - P&D, Programa de Eficiência Energética - PEE e Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação.

Geração e Transmissão

Em 2024, a Copel GeT aplicou aproximadamente R$ 5,9 milhões na execução de projetos aderentes aos programas, sendo a maioria com possibilidade de afetar diretamente a redução dos impactos nocivos ao meio ambiente relacionados às atividades da Companhia.

Destaca-se ainda que em 2024 foi renovado o licenciamento para fabricação e comercialização do equipamento MEDCAP, que foi desenvolvido para ser utilizado em bancos de capacitores, verificando a capacitância sem a necessidade de sua retirada para ensaio, otimizando significativamente o tempo de prova. Nesse exercício iniciou-se também o processo de contratação de dois novos projetos, cujos objetivos são o de desenvolver e disponibilizar comercialmente dois novos produtos: o "Kit Monitoramento de Qualidade de Água", tecnologia que permitirá realizar diagnósticos da qualidade da água de reservatórios e afluentes de forma rápida, eficaz e baixo custo e o projeto PD-06491-0003/2024, que vem com o objetivo de disponibilizar um sistema completo para monitoramento e diagnóstico para prevenir e evitar falhas catastróficas em buchas capacitivas que integram os transformadores de potência dos sistemas de transmissão de energia. Estima-se, portanto, a disponibilização de dois produtos comercialmente inovadores para usufruto da Copel e setor elétrico ao fim dos próximos dois anos, os quais permitirão melhorias nos processos de operação e manutenção, aumento da segurança e eficiência nos trabalhos de campo e geração de royalties, atrelados a possibilidade de redução/mitigação de impactos nocivos ao meio ambiente e aumento da garantia de bem-estar do consumidor.

Distribuição

Em 2024, a Copel DIS aplicou R$ 42,7 milhões com recursos do PEE na execução de 188 projetos. Destes, 41 integram o projeto prioritário, com hospitais beneficentes. Nesse exercício, foi iniciado o projeto de eficiência energética em escolas estaduais e municipais do estado do Paraná. A seleção das escolas foi realizada na Chamada Pública PEE Copel 007/2023. Deste chamamento participaram mais de 800 escolas, dentro do recurso disponibilizado foram selecionadas 200 escolas (100 estaduais e 100 municipais). No momento, as escolas selecionadas estão sendo visitadas com o objetivo de identificar oportunidades para substituição de equipamentos (iluminação, refrigeração e ar-condicionado), além da avaliação estrutural para instalação de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica. O investimento previsto é da ordem de R$ 45,0 milhões.

A Copel DIS aplicou R$ 21,8 milhões em P&D em 2024, distribuídos em categorias de projetos dentro do escopo da distribuição de energia elétrica, desde qualidade dos serviços até projetos de meio ambiente. Dentre esses, destacam-se o Monitoramento inteligente de falhas em equipamentos com uso de termografia e VANTs (Veículo Aéreo Não Tripulado), a Estimativa e classificação de risco de desligamentos em redes de distribuição de energia utilizando previsões meteorológicas de curto prazo e soft computing e o Desenvolvimento de metodologia para análise automática de imagens térmicas.

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 aborda em seus diversos capítulos os temas Ambiental, Biodiversidade, Direitos Humanos, Engajamento com Partes Interessadas, Investimento Social Privado e Mudança do Clima, é base para outras normas internas de Gestão de Resíduos, de Gestão dos Efeitos de Mudança do Clima, entre outras.

As principais diretrizes relacionadas à dimensão ambiental são:

- Afirmar compromisso permanente com a preservação e respeito ao meio ambiente, considerando-o na estratégia corporativa, na tomada de decisão, nos processos de gestão e operação, nos estudos e implementação de novos negócios, e na ampla comunicação com as partes interessadas.
- Gerir os aspectos, riscos e indicadores ambientais visando à melhoria contínua do desempenho ambiental, a mitigação dos impactos negativos e a potencialização dos impactos positivos nas suas atividades e negócios, buscando o desenvolvimento com sustentabilidade.
- Promover a ecoeficiência em todos os processos da Copel, visando à redução do consumo e o uso sustentável dos recursos naturais e a manutenção dos serviços ecossistêmicos.
- Incorporar o tema mudanças do clima no planejamento estratégico, na gestão integrada de riscos corporativos, na avaliação financeira e na identificação de oportunidades, bem como na estratégia dos negócios, principalmente na expansão e operação de seus ativos.
- Priorizar a energia proveniente de fontes renováveis na compra e comercialização de energia.
- Considerar na construção de ativos, as adequadas práticas construtivas e tecnologias permitindo a mínima emissão de gases de efeito estufa, tais como subestação blindada, uso de drones, e outras mais.
- Incorporar medidas de adaptação às mudanças do clima na operação e expansão de seus ativos em cada um de seus negócios.

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 o desinvestimento na Usina Termelétrica de Araucária (UEGA), na Compagás e na Usina Termelétrica de Figueira (NE nº 37).

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, que reduz significativamente os deslocamentos das equipes reduzindo assim a emissão de gases de efeito estufa.

Além disso, a remuneração variável (Prêmio por Desempenho) da Companhia considera metas ESG, sendo algumas relacionadas ao Plano de Neutralidade, considerando 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.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

2.4. Balanço Social Anual

Balanço Social Anual		Em dezembro de 2024 e de 2023 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)			
	1 - BASE DE CÁLCULO	**2024**		**2023**	
NE 28	Receita Líquida - RL	22.651.036		21.479.468	
	2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Remuneração dos administradores	32.035	0,1	21.305	0,1
	Remuneração dos empregados	725.577	3,2	931.178	4,3
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	136.752	0,6	149.362	0,7
	Encargos sociais compulsórios	257.289	1,1	292.603	1,4
	Plano previdenciário	68.226	0,3	77.768	0,4
	Saúde (Plano assistencial)	231.235	1,0	225.918	1,1
	Capacitação e desenvolvimento profissional	16.140	0,1	13.923	0,1
NE 29.2	Provisões por desempenho e participação nos lucros	179.283	0,8	173.662	0,8
NE 29.2	Incentivos de longo prazo	5.595	0,0	—	0,0
NE 29.2	Programa de desligamentos voluntários	18.306	0,1	610.057	2,8
	Cultura	4.096	0,0	3.266	0,0
	Creches ou auxílio-creche	983	0,0	1.277	0,0
	Segurança e saúde no trabalho	3.646	0,0	5.230	0,0
	Educação	2.257	0,0	2.547	0,0
	Benefício maternidade prorrogado	520	0,0	432	0,0
	Vale transporte excedente	111	0,0	153	0,0
	Total	**1.682.051**	**7,4**	**2.508.681**	**11,7**
	3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Educação	15	0,0	—	0,0
	Cultura	14.114	0,1	12.308	0,1
	Saúde e saneamento	888	0,0	1.482	0,0
	Esporte	23.231	0,1	11.586	0,1
	Programa Morar Bem	1.904	0,0	2.747	0,0
	Fundo para a infância e a adolescência	444	0,0	971	0,0
	Pesquisa & Desenvolvimento	82.521	0,4	70.156	0,3
	Programa de Eficiência Energética	68.656	0,3	82.288	0,4
	Fundo do Idoso	444	0,0	971	0,0
	Outros	5.678	0,0	2.882	0,0
	Total das contribuições para a sociedade	**197.895**	**0,9**	**185.391**	**0,9**
	Tributos (excluídos encargos sociais)	**9.603.571**	**42,4**	**8.690.719**	**40,5**
	Total	**9.801.466**	**43,3**	**8.876.110**	**41,3**
	4 - INDICADORES AMBIENTAIS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	838.315	3,7	559.863	2,6
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.221	0,0	3.709	0,0
	Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	70	0,0	83	0,0
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	686	0,0	686	0,0
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	1.530	0,0	4.556	0,0
	Total	**842.822**	**3,7**	**568.897**	**2,6**

NE - Nota Explicativa

		2024	2023
(1)	Quantidade de sanções ambientais judiciais no exercício	1	23
	Valor das sanções ambientais em (R$ Mil)	5	5

Metas ambientais	2024	Metas 2025
– 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, a empresa:	( ) 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%

	5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)	2024			2023		
	Empregados no final do período			**4.396**			**5.959**
	Admissões e readmissões			**13**			**3**
	Escolaridade dos empregados(as):	**Homens**	**Mulheres**	**Total**	**Homens**	**Mulheres**	**Total**
	Extensão universitária	992	428	1.420	1.249	541	1.790
	Ensino superior	1.248	395	1.643	1.743	560	2.303
	Ensino técnico	431	21	452	892	57	949
	Ensino médio	756	120	876	752	150	902
	Ensino fundamental	5	0	5	15	0	15
	Faixa etária dos empregados(as):						
	De 18 até 30 anos (exclusive)			8			14
	De 30 até 45 anos (exclusive)			2.571			3.011
	De 45 até 60 anos (exclusive)			1.762			2.640
	60 anos ou mais			55			294
	Mulheres que trabalham na empresa			**964**			**1.309**
	% Mulheres em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de mulheres			8,6			7,0
	em relação ao nº total de gerentes			22,5			22,1
	Negros(as) que trabalham na empresa			**600**			**760**
	% Negros(as) em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de negros(as)			5,2			4,5
	em relação ao nº total de gerentes			8,4			8,3
	Portadores(as) de necessidades especiais			**114**			**152**
	Dependentes			**16.979**			**21.898**
	Terceirizados			**11.848**			**8.550**
(2)	**Aprendiz (es)**			**113**			**166**
(2)	**Estagiários(as)**			**390**			**370**
	Empregados com mais de 10 anos de serviço			**4.023**			**5.534**
	Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores			**63**			**33**
	Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos			**4.244**			**5.818**
	Processos trabalhistas						
	Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício			3.277			3.818
	Nº de processos incluídos no exercício			1.299			979
	Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício			1.733			1.579

	6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2024	2023
(3)	**Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)**	**101**	**111**
	Número total de reclamações e críticas de consumidores:		
	na empresa	21.360	25.289
(4)	de segundo nível	5.395	6.066
	na justiça	10.637	8.317
	% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		
	na empresa	99,9 %	98,5 %
(4)	de segundo nível	100,0 %	100,0 %
	na justiça	23,1 %	10,6 %

	2024	Metas 2025
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	2024	2023
	Valor adicionado total a distribuir	**16.623.558**	**15.447.086**
	Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
	Terceiros	13,7%	14,2%
	Pessoal	8,3%	13,9%
	Governo	59,3%	55,1%
	Acionistas	10,5%	6,8%
	Retido	3,3%	7,1%
(5)	Operações descontinuadas	4,9%	2,9%

8 - OUTRAS INFORMAÇÕES

- 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 metologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.

(4) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov e Aneel julgadas procedentes.

(5) Decorrentes do processo de desinvestimento da UEG Araucária e Compagas.

3. Desempenho Operacional

3.1. Análise macroeconômica

O cenário macroeconômico brasileiro em 2024 foi marcado por um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) estimado na ordem de 3,5%, superando as expectativas iniciais de 1,59%. Esse desempenho acima do esperado foi impulsionado pela demanda doméstica robusta e pelo aumento do consumo das famílias, beneficiado pela expansão do crédito e pela resiliência do mercado de trabalho.

Os sinais positivos no mercado de trabalho vêm da taxa de desemprego que atingiu mínimas históricas, com recordes associados à elevação da população ocupada, tanto em empregos formais quanto informais, e aumento da massa de rendimentos real habitual.

Por outro lado, a inflação encerrou o ano acima do teto da meta do Banco Central, em 4,83%, cujo centro era 3%, com tolerância de ±1,5 ponto, resultado da pressão sobre os preços dos alimentos e serviços, dentre outros fatores. Esse cenário exigiu uma política monetária mais restritiva retomando o ciclo de aumento dos juros, com a taxa Selic encerrando o ano em dois dígitos.

No campo fiscal, a aprovação do novo arcabouço fiscal trouxe desafios adicionais. A capacidade do Governo Federal de elevar a arrecadação tornou-se crucial para a equalização das contas públicas, mas a execução dessas medidas enfrentou incertezas significativas. A percepção de risco fiscal aumentou, afetando a confiança dos investidores refletindo na desvalorização do real e na volatilidade dos mercados financeiros.

No cenário estadual, o Paraná se consolidou como a quarta maior economia do Brasil. Segundo o Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social - Ipardes, órgão de pesquisa e estatística do Governo do Paraná, a economia estadual cresceu 2,42% de janeiro até setembro de 2024, impulsionado principalmente pelos setores de serviços, comércio e indústria. No entanto, a produção agrícola enfrentou algumas dificuldades devido a instabilidades climáticas, resultando na redução da safra, sobretudo, das culturas de trigo e milho. Além disso, assim como no cenário nacional, o mercado de trabalho apresentou resultados positivos, com a taxa de desemprego caindo para 4%, o terceiro menor índice da série histórica do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

3.2. Ambiente regulatório

O ano de 2024 foi marcado por eventos climáticos extremos, caso das enchentes no Rio Grande do Sul, dos temporais e apagões em São Paulo e da estiagem severa que afetou o país e ameaçou a geração hidrelétrica, especialmente nas regiões sudeste, centro-oeste e norte do país, esta última registrando mínimas históricas, situação que exigiu a adoção de medidas preventivas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e de outros entes do setor elétrico, para preservação dos reservatórios estratégicos do Sistema Interligado Nacional - SIN e ao mesmo tempo manter o pleno atendimento das demandas da sociedade, o que permitiu encerrar 2024 com níveis de reservatório em torno de 52%, condição de armazenamento adequada para atendimento do Sistema, segundo o ONS.

O ano também foi marcado pela expansão do mercado livre de energia, pela consolidação da geração descentralizada com o aumento da participação da Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD e de questões relacionadas à segurança, flexibilidade e sustentabilidade de longo prazo do setor elétrico nacional devido ao peso cada vez maior de fontes renováveis de origem eólica e solar na matriz elétrica brasileira, uma realidade que tem gerado importantes desafios na gestão e operação do SIN.

Em novembro de 2024, o país celebrou a marca de 50 gigawatts (GW) de capacidade instalada operacional em energia solar, abrangendo tanto MMGD quanto a geração centralizada, o que segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - Absolar, colocaria o Brasil na 6ª posição no ranking global, abaixo apenas de China, Estados Unidos, Alemanha, Índia e Japão.

Se por um lado o maior crescimento das fontes renováveis eólica e solar fortalecem a matriz energética nacional, auxiliando na preservação dos reservatórios hidrelétricos, tendo assim papel importante para suportar o suprimento energético em épocas de secas, por outro lado gera novos desafios para operação do sistema em razão de situações relacionadas com restrições de *curtailment*, no caso de cortes de geração de usinas eólicas e solares em razão da sobreoferta de energia, bem como da situação inversa, quando a demanda segue elevada com o aumento das curvas de carga nos horários da ponta noturna, mas a geração solar torna-se indisponível, sendo equacionada com o acionamento de térmicas ou aumento de potência das hidrelétricas quando disponível.

Dessa forma, este quadro vem impulsionando a adoção de novos mecanismos de equacionamento e gestão do SIN, caso da adoção, em setembro de 2024, de nova metodologia do ONS para restrição de geração buscando uma distribuição mais equilibrada dos cortes, implementação de novos leilões de reserva de capacidade para que se possa acionar térmicas ou hidrelétricas nestes períodos, ampliação das modalidades de intercâmbio internacional com os países vizinhos, bem como buscar novas alternativas atendimento da demanda, como por exemplo aquelas baseadas em sistemas de armazenamento por meio de baterias, temas que estão ganhando atenção no setor.

Está inserido um processo maior de transição energética e modernização do setor, um caminho sem volta que impulsiona e é impulsionado por novas tecnologias como eletromobilidade, *smart grids*, digitalização, inteligência artificial e projetos de *sandboxes* tarifários para experimentação de novas modalidades tarifárias ou formas de faturamento.

Em 2024 também foi sancionada a lei que institui o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, Lei 14.948, de 02 de agosto de 2024, que regulamenta a produção de hidrogênio considerado de baixa emissão de carbono e institui uma certificação voluntária, além de trazer incentivos tributários ao setor.

Também em 2024 foi aprovado o Projeto de Lei 576/2021, que estabelece o marco legal para a exploração e desenvolvimento da geração de energia a partir de fontes de instalação *offshore*, seja eólica, solar ou das marés, com sanção presidencial em 10 de janeiro de 2025, por meio da Lei 15.097/2025.

Quanto às ações do Governo Federal e Ministério de Minas e Energia – MME, em abril de 2024 foi publicada a Medida Provisória nº 1.212/2024, com objetivo de promover a geração de energia elétrica limpa e atenuar, no curto prazo, o aumento nas tarifas de energia causados pelos reajustes. No caso das usinas renováveis, a medida provisória prorrogava por 36 meses para que os empreendimentos de fontes renováveis iniciassem a operação comercial de todas as suas unidades geradoras com descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. A referida medida teve o prazo de vigência encerrado, mas enquanto vigorou com força de lei, permitiu que a Agência Nacional de Energia Elétrica -Aneel aprovasse 601 dos mais de 2 mil pedidos de prorrogação de prazo feito por geradores no âmbito da Medida Provisória nº 1.212/2024, o que somaria cerca 25,5 GW de potência instalada em empreendimentos localizados em 10 estados do país.

Em junho de 2024 foi editado o Decreto Federal nº 12.084/2024, que instituiu o "Programa Energia Limpa no Minha Casa, Minha Vida", com a finalidade de promover a implantação de geração de energia elétrica renovável prioritariamente para unidades habitacionais do Programa Minha Casa, Minha Vida das Faixas Urbano 1 e Rural 1.

Além da abertura de consultas públicas com o objetivo de aprimorar a regulamentação de políticas públicas e indicar cenário base com as perspectivas de expansão da oferta de energia, o MME publicou a Portaria Normativa MME nº 89, de 08 de novembro de 2024, que definiu as diretrizes gerais e estabeleceu a governança para elaboração anual do PDE.

No âmbito da Aneel, foi aprovada, em março de 2024, a Chamada Estratégica de Projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação - PDI n.º 23/2024, com o objetivo de fomentar projetos focados na produção de hidrogênio a partir de eletricidade de baixa emissão de carbono, desde a sua produção até o seu uso no setor elétrico.

Em maio de 2024, em razão do Estado de Calamidade Pública no Estado do Rio Grande do Sul, causado pelos eventos climáticos extremos com chuvas intensas e enchentes históricas, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.092/2024 para flexibilizar as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica para enfrentamento desta calamidade pública, priorizando ações relacionadas aos atendimentos de urgência, emergência e fornecimento de energia aos serviços e atividades considerados essenciais, além de flexibilizar os prazos de corte por inadimplência e suspensão temporária de ações de cobrança.

Na sequência são apresentados os principais destaques regulatórios por segmento.

Geração

De acordo com dados do Sistema de Informações de Geração da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, em 2024 o país alcançou 208.930,7 MW de potência fiscalizada, 84,95% oriundos de fontes renováveis, com um incremento de 10.321 MW na matriz elétrica em comparação a 2023, com as fontes solar fotovoltaica contribuindo em 51,9% e eólica em 39,2% neste aumento.

No âmbito do MME cabe destacar as seguintes Consultas Públicas: (i) Consulta Pública nº 160/2024 sobre minuta de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência - LRCAP 2024 e posteriormente a Consulta Pública nº 176/2024 para o LRCAP Armazenamento de 2025; e (ii) Consulta Pública nº 165/2024 sobre minuta de Portaria de Diretrizes para a realização dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Provenientes de Novos Empreendimentos de Geração "A-4" e "A-6" de 2024.

Cabe destacar também, no período, a publicação da Portaria MME nº 797/2024, que resolve que os empreendedores que negociarem energia elétrica proveniente de fonte eólica nos Leilões de que tratam os Decretos 5.163 de 30.07.2004 e 6.353 de 16.01.2008, deverão iniciar as medições anemométricas e climatológicas permanentes dos ventos no local do parque de geração, na altura do eixo dos aerogeradores, em até cento e oitenta dias após a assinatura do CCEAR ou do CER, bem como da Portaria Normativa MME nº 95/2024, que estabelece diretrizes para a realização do Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, denominado Leilão de Energia Nova "A-5" de 2025.

No âmbito da Aneel, em março de 2024 foi publicada a Resolução Normativa nº 1.085/2024 para alterar os critérios e procedimentos para participação de empreendimento hidrelétrico não despachado centralizadamente no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Em setembro de 2024, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 1.103/2024 para estabelecer as disposições relativas à contratação de Reserva de Capacidade na forma de potência e aprovar o modelo do Contrato de Uso de Potência para Reserva de Capacidade – Copcap, entre outras providências.

Cabe destacar também, no período, a publicação pela Aneel da Resolução Normativa nº 1.109/2024, que dentre outras pontos, altera a Resolução Normativa Aneel nº 1.030/2022, ajustando a redação do § 3º do art. 16, bem como corrige inconsistência metodológica apontada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no § 4º do art. 16, de modo a distribuir a frustração de energia do conjunto de usinas somente entre as usinas que apresentam frustração de energia positiva.

Em relação aos leilões, em 2024, o MME promoveu os leilões de geração Aneel 003, 004 e 005/2024, basicamente Leilões de Energia Existente "A-1", "A-2" e "A-3", de 2024, destinados a contratar energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes.

Transmissão

Em 16.07.2024, a Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 3.348, estabeleceu o reajuste das Receitas Anuais Permitidas - RAP, para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2024-2025, com vigência a partir de 1º.07.2024 até 30.06.2025. De acordo com esta resolução, a RAP para o ciclo 2024/2025 dos ativos de transmissão em operação da Copel GeT e suas participações passou a ser de R$ 1.594,8 milhões, aumento de aproximadamente 2,1%, já considerando os efeitos da redução do componente econômico da Rede Básica Sistema Existente - RBSE.

Importante destacar que por meio das Resoluções Homologatórias nº 3.342/2024 e nº 3.343/2024, a Aneel aprovou a revisão da RAP dos Contratos de Concessão relativos aos empreendimentos licitados com data de revisão em julho 2023 e julho de 2024, e por meio da Resolução Homologatória nº 3.344/2024, a agência homologou o resultado da Segunda Revisão Periódica da RAP das concessionárias de transmissão prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, para vigorar entre de 1º de julho de 2024 e 30 de junho de 2028.

Em 2024 foram realizados dois leilões de transmissão. O Leilão de Transmissão Aneel nº 001/2024 ocorreu em 28.03.2024 e obteve todos os 15 lotes arrematados, com um deságio médio de 41% e expectativa de investimentos de R$ 18,2 bilhões em transmissão. O Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2024 ocorreu em 27.09.2024, com oferta de 3 lotes. Todos foram arrematados, com deságio médio de 49% e expectativa de investimentos de R$ 3,4 bilhões em transmissão.

Em junho de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.096/2024, aprovando a revisão dos Submódulos 9.1 e 9.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que estabelecem os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos para realização das Revisões Periódicas, aplicáveis às concessionárias de serviço público de transmissão com empreendimentos prorrogados e licitados, em razão da conclusão da Consulta Pública nº 31/2023.

Por fim, vale mencionar a Tomada de Subsídios nº 25/2024 para o aprimoramento do Banco de Preços de Referência Aneel, utilizado nos processos de autorização, licitação para outorga de concessão e revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica, conforme a Resolução Homologatória nº 758/2009, atividade pertencente à agenda da Aneel, bem como a Tomada de subsídios nº 8/2024 (2ª fase), para Regulamentação do Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022, relativo ao tratamento regulatório para indenização de ativos de transmissão não depreciados ou amortizados nos casos de substituição ou extinção de concessão.

Comercialização

Com o advento da Portaria MME nº 50/2022, que flexibilizou, a partir de 1º de janeiro de 2024, o porte dos consumidores elegíveis a escolher livremente seu fornecedor de energia, o ano de 2024 foi marcado por um expressivo aumento no número de processos de migração de consumidores cativos para o ambiente de livre contratação. Segundo a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - Abraceel, em 2024 mais de 22 mil unidades consumidoras migraram para o mercado livre, aumento de 58% em relação ao ano anterior, atingindo a marca de 60 mil unidades consumidoras, que representam cerca de 40% do consumo de energia elétrica do país.

Em 2024, foram destaques as seguintes resoluções normativas da Aneel relacionadas à comercialização de energia:

- Em abril de 2024, a Aneel promoveu alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica por meio da Resolução Normativa nº 1.087/2024, aprovando as revisões dos Módulos 11, 18 e 20 das Regras de Comercialização, bem como das revisões dos Submódulos 1.3 e 7.1 dos Procedimentos de Comercialização em face das disposições sobre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica regulamentadas pelo Decreto nº 11.835, de 2023;
- Ainda em abril de 2024, a Resolução Normativa nº 1.089/2024, atualizando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação, em razão do fechamento da Consulta Pública nº 28/2021, instituída com vistas a colher subsídios para a proposta de alteração das Regras de Comercialização vinculadas à caracterização e à alocação de custos do deslocamento hidráulico motivado por geração termelétrica inflexível;
- Em maio de 2024, a Resolução Normativa nº 1.090/2024, alterando a metodologia do cálculo da penalidade por insuficiência de lastro para venda e para cobertura contratual de consumo de energia elétrica, a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2025;
- Em outubro de 2024, a Resolução Normativa nº 1.104/2024, aprovando as revisões dos Procedimentos de Rede, das Regras e Procedimentos de Comercialização; e
- Em outubro de 2024, o MME publicou a Portaria Normativa GM/MME nº 87/2024, com as diretrizes de importação de energia elétrica do Paraguai em contratos firmes, para negociação no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A proposta referente a importação de energia com lastro foi disponibilizada em Consulta Pública (CP nº 174/2024).
- Em dezembro de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.110/2024, contemplando alterações para regulamentação e operacionalização da comercialização varejista, aprovando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, bem como ajustes em Resoluções Normativas relacionadas.

Ainda em relação ao tema de comercialização de energia, destacou-se em 2024 a Tomada de subsídios nº 14/2024 para avaliar possíveis medidas com vistas a aprimorar o arcabouço regulatório, o monitoramento e a fiscalização dos temas que envolvem aspectos concorrenciais no âmbito da comercialização no mercado varejista de energia elétrica.

Referente aos leilões do ambiente regulado, destaca-se a participação, e posterior habilitação, da Copel Comercialização no Leilão nº 3/2024-Aneel (LEE A-1 de 2024), negociando 50 MW-médios com as distribuidoras, em contrato de suprimento de 2 anos, para o período 2025-2026.

Distribuição

Em 2024, o setor de distribuição de energia elétrica continuou marcado pelos desafios operacionais relacionados aos fenômenos climáticos, com eventos cada vez mais extremos e com fortes efeitos na infraestrutura elétrica das áreas de atuação das distribuidoras, valendo citar a Consulta Pública da Aneel nº 32/2024 sobre aprimoramentos regulatórios associados ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremos.

Cabe destacar, o Decreto nº 12.068/2024 regulamentando a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e estabelece diretrizes para a modernização das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica em busca de mais qualidade e flexibilidade nos contratos futuros.

Outras Consultas Públicas importantes no período foram:

- Consulta Pública nº 9/2024, para contribuições ao Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre proposta de alternativas para o cálculo da energia requerida e das perdas não técnicas nos sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando os efeitos da Minigeração e Microgeração Distribuída - MMGD, além das contribuições referentes à alteração dos regulamentos vigentes e propostas de padronização e melhorias das informações fornecidas no Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado para Regulação Econômica - SAMP; e
- Consulta Pública nº 29/2024, sobre a regulamentação dos desdobramentos tarifários da quitação antecipada das Contas Covid e Escassez Hídrica, nos termos da Medida Provisória nº 1.212/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024, bem como a Consulta Pública nº 37/2024 sobre os Pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária – RTE das concessionárias Neoenergia Coelba, Neoenergia Brasília, Light, Neoenergia

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

Cosern, Neoenergia Pernambuco e Copel, para o reequilíbrio econômico, nos termos do Submódulo 2.10 do PRORET, devido aos efeitos da redução de mercado e do aumento da inadimplência decorrentes da pandemia de Covid-19.

Também no período ocorreram as Tomadas de subsídios nº 11/2024, para definição de um *roadmap* sobre assuntos e ações regulatórias necessárias para modernização das tarifas de distribuição, nº 13/2024, para aprimorar o estudo "Avaliação de modelos regulatórios para implantação de sistemas de medição inteligentes no sistema de distribuição brasileiro", bem como a Tomada de subsídios nº 27/2024, para divulgação de informações sobre a execução dos projetos de *Sandboxes* Tarifários e recebimento de contribuições sobre a forma como a Aneel deve comunicar os resultados parciais e finais dos projetos.

Destacam-se também a publicação da Resolução Normativa nº 1.094/2024, regulamentando os artigos 21 e 24 da Lei nº 14.300/2022, que tratam da sobrecontratação involuntária e da venda de excedentes decorrentes do regime de microgeração e minigeração distribuída, bem como da Resolução Normativa nº 1.084/2024 que aprovou nova versão do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias, com a incorporação da geração fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética, na metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifários, dentre outros pontos.

Por fim, a Resolução Homologatória nº 3.336/2024 que homologou o índice de Reajuste Tarifário Anual da Copel Distribuição para o ciclo 2024-2025, que produziu efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 0,00%, sendo 0,05% para os consumidores em Alta Tensão e -0,03% para os consumidores em Baixa Tensão, além de fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD e as Tarifas de Energia Elétrica - TE aplicáveis aos consumidores e usuários da Copel Distribuição.

3.3. Segmento de negócios

3.3.1. Geração

Em 31.12.2024, a Copel operava 62 usinas próprias e participava em 12 usinas, sendo 26 hidrelétricas, 47 eólicas e uma termelétrica, com capacidade instalada total proporcional de 6.572,8 MW e garantia física de 2.904,3 MW médios, conforme quadro a seguir:

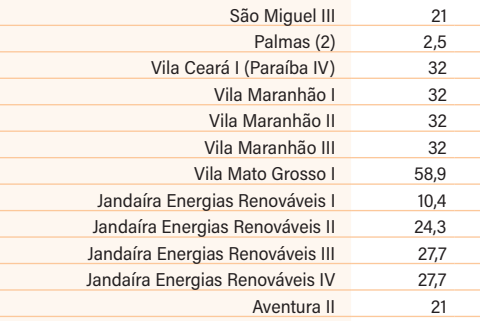
Usinas em Operação em 31.12.2024 – Características Físicas

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)	1.240,00	553,4	100%	1.240,00	553,4	18.02.1999	19.11.2054
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,00	552,8	100%	1.260,00	552,8	29.09.1992	19.11.2054
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,00	567,6	100%	1.676,00	567,6	01.10.1980	19.11.2054
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260	103,6	100%	260	103,6	03.09.1971	03.01.2053
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) (1)	363,1	188,5	51%	184,1	96,1	23.11.2012	28.06.2049
UHE Guaricana (2)	36	16,1	100%	36	16,1	01.01.1957	21.07.2028
PCH Chaminé (2)	18	11,6	100%	18	11,6	01.01.1930	02.08.2028
PCH Cavernoso II (2)	19	10,5	100%	19	10,5	15.05.2013	06.12.2050
PCH Apucaraninha (2)	10	6,7	100%	10	6,7	06.04.1949	27.01.2027
PCH Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	21.06.2032
CGH Marumbi (2)	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	(3)
PCH São Jorge (2)	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	24.07.2026
CGH Chopim I (2)	2	1,5	100%	2	1,5	28.05.1963	(3)
PCH Cavernoso (2)	1,3	1	100%	1,3	1	07.12.1965	23.06.2033
CGH Melissa (2)	1	0,6	100%	1	0,6	31.01.1966	(3)
CGH Salto do Vau (2)	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	01.01.1959	(3)
CGH Pitangui (2)	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	01.01.1911	(3)
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,4	30%	105,1	51,7	08.02.2019	03.12.2049
UHE Colíder (1)	300	178,1	100%	300	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	120,2	66	70%	84,1	46,2	31.07.2005	10.05.2040
UHE Fundão	120,2	62,1	70%	84,1	43,5	23.06.2006	11.06.2040
UHE Dona Francisca	125	72,5	23%	28,8	16,7	05.02.2001	21.09.2037
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	07.07.2034
CGH Santa Clara I	3,6	2,5	70%	2,5	1,7	13.08.2005	(3)
CGH Fundão I	2,5	2,1	70%	1,7	1,5	29.12.2006	(3)
Total das Hidrelétricas	**5.982,40**	**2.619,10**		**5.369,30**	**2.297,30**		
Termelétricas							
UTE Figueira (2)	20	17,7	100%	20	17,7	08.04.1963	26.03.2019
Total das Termelétricas	**20**	**17,7**		**20**	**17,7**		
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16	100%	29,7	16	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30	12,8	100%	30	12,8	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30	11,3	100%	30	11,3	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27	12,4	100%	27	12,4	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27	12,1	100%	27	12,1	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27	11,9	100%	27	11,9	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27	12,3	100%	27	12,3	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20	8,8	100%	20	8,8	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9	100%	16,2	9	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14	5,2	100%	14	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	8,3	100%	21	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	100%	27,3	12	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	9,3	100%	21	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21	9,1	100%	21	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21	9,2	100%	21	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Palmas (2)	2,5	0,4	100%	2,5	0,4	01.02.1999	29.09.2029
Vila Ceará I (Paraíba IV)	32	17,8	100%	32	17,8	19.12.2020	14.01.2054
Vila Maranhão I	32	17,8	100%	32	17,8	11.02.2021	11.01.2054
Vila Maranhão II	32	17,8	100%	32	17,8	31.03.2021	14.01.2054
Vila Maranhão III	32	16,6	100%	32	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	18.11.2022	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	04.11.2022	02.04.2055
Jandaíra Energias Renováveis IV	27,7	14,2	100%	27,7	14,2	15.10.2022	02.04.2055
Aventura II	21	13,1	100%	21	13,1	08.07.2021	05.06.2053
Aventura III	25,2	15,5	100%	25,2	15,5	08.07.2021	11.06.2053
Aventura IV	29,4	18,5	100%	29,4	18,5	08.07.2021	05.06.2053
Aventura V	29,4	17,9	100%	29,4	17,9	08.07.2021	05.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo I	33,6	17,3	100%	33,6	17,3	08.02.2022	04.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo II	29,4	17,2	100%	29,4	17,2	01.12.2021	04.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo III	33,6	21,5	100%	33,6	21,5	05.01.2022	04.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo IV	33,6	21	100%	33,6	21	01.01.2022	01.06.2053
Santa Rosa e Mundo Novo V	25,2	15,8	100%	25,2	15,8	18.12.2021	01.06.2053
Santo Cristo	27,5	15,3	49%	13,5	7,5	30.06.2015	18.04.2047
Reduto	27	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015	16.04.2047
São João	27	14,3	49%	13,2	7	30.06.2015	26.03.2047
Carnaúbas	27	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015	09.04.2047
Total das Eólicas	**1.238,90**	**618,4**		**1.183,50**	**589,3**		
Solar							
Solar Paraná	2,3	–	49%	1,1	–	15.09.2021	-3
Total das Solares	**2,3**	**–**		**1,1**	**–**		
TOTAL DAS FONTES	**7.243,60**	**3.255,20**		**6.573,70**	**2.904,30**		

(1) Em processo de descruzamento de ativos. (NE nº 37)
(2) Em 25.11.2024, celebrou-se CCVA com a Electra/Intrepid, referente ao desinvestimento de ativos de pequeno porte. (NE nº 37)
(3) Validade indeterminada

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.

Parque de Geração Garantia Física por Fonte



No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **UEG Araucária:** Concluído em 1º.07.2024, após cumpridas todas as condições previstas em contrato, o processo de desinvestimento de participação societária dos 81,2% da Copel na UEGA, por meio de procedimento competitivo, em sintonia com o Planejamento Estratégico Empresarial da Copel - Visão 2030 e atendimento à diretriz de descarbonização da matriz de geração da Companhia. O Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (CCVA) foi assinado com a empresa Âmbar Energia S.A (NE nº 37).
- **Renovação das Concessões das usinas Salto Caxias, Segredo e Foz do Areia:** Em 11.08.2023 ocorreu a liquidação financeira da oferta base secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta base primária de novas ações da Copel, transformando a Copel em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador (Corporação). Em decorrência dessa operação, a Copel cumpriu com os requisitos para fins de obtenção de novos contratos de concessão para as usinas Salto Caxias, Segredo e Foz do Areia, nos termos da Lei nº 9.074/1995. Em 19.11.2024 os novos contratos de concessão foram celebrados com o Poder Concedente, assegurando mais 30 anos da operação de 64% da capacidade instalada da Companhia (NE nº 1).
- **Desinvestimento em Ativos de Geração de Pequeno Porte:** Em 25.11.2024 foi celebrado contrato de compra e venda de ações com a Electra Hydra/Intrepid, referente ao desinvestimento da Companhia em 13 ativos. Maiores informações podem ser consultados no Fato Relevante 10/24 (NE nº 37).
- **Descruzamento de Ativos:** Foi celebrado, em 12.12.2024 contrato onde a Copel recebe o total de participação da Eletrobras na Usina Hidrelétrica Mauá e na transmissora Mata de Santa Genebra, passando a deter 100% dos respectivos ativos. Em contrapartida, a Companhia transfere a Usina Hidrelétrica Colíder e R$ 365,0 milhões à Eletrobras no fechamento da Operação, sujeito a ajustes de preço usuais de mercado. O closing está condicionado ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de operação (NE nº 37).

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 9.684 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 20.962 MVA (megavolt amperes).

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação em 31.12.2024

Linhas e Subestações de Transmissão		Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vcto da Outorga
Linhas e Subestações próprias				**3.394**	**14.890**		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas (1)	**Ambos**	Diversas	2.129	12.940	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva	**CS**	230 kV	137	–	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 Cerquilho 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
Sociedades de Propósito Específico				**6.290**	**6.072**		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.						**Propriedade: 100%**	
Contrato nº 001/2012	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.						**Propriedade: 49%**	
Contrato nº 007/2012	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.						**Propriedade: 100%**	
Contrato nº 008/2012	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.						**Propriedade: 49%**	
Contrato nº 011/2012	LT Açailândia - Miranda II	**CS**	500 kV	365	–	02.12.2014	10.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.						**Propriedade: 49%**	
Contrato nº 012/2012	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.						**Propriedade: 50,1%**	
Contrato nº 001/2014	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.						**Propriedade: 49%**	
Contrato nº 013/2012	LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3	**CS**	500 kV	240	–	30.08.2016	10.05.2042
	LT Rio Verde Norte - Marimbondo II	**CD**	500 kV	690	–		
	SE Marimbondo II	**–**	500 kV	–	–		
	SE Rio Verde	**–**	500 kV	–	–		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A						**Propriedade: 24,5%**	
Contrato nº 013/2012	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.						**Propriedade: 49%**	
Contrato nº 019/2014	LT Estreito - Fernão Dias C1 e C2	**CD**	500 kV	656	–	05.03.2018	05.09.2044
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.						**Propriedade: 100%**	
Contrato nº 02/2005	LT Ivaiporã - Londrina ESUL	**CS**	500 kV	122		09.07.2006	05.03.2035
TOTAL				**9.684**	**20.962**		

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP à Copel GeT de R$ 1,59 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 9.219/2020: implantação de reforços na subestação 230 kV Guaíra, com investimento de cerca de R$ 44,9 milhões e RAP de aproximadamente R$ 6,8 milhões, com início da operação comercial a partir da entrada em outubro de 2024.

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, com início da operação comercial a partir da entrada em 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 Gralha Azul - Umbará, com investimento de cerca de R$ 8,1 milhões e RAP de aproximadamente R$ 1,3 milhões, com início da operação comercial em dezembro de 2024.

Resolução Autorizativa n.º 13.573/2023: seccionamento da linha de transmissão 230 kV Cascavel – Salto Osório C1 na subestação Foz do Chopim, com a implantação trecho de circuito duplo entre o ponto de seccionamento e a subestação Foz do Chopim e dois módulos de entrada de linha na subestação Foz do Chopim, com investimento total de cerca de R$ 25,5 milhões e RAP de aproximadamente R$ 4,0 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é fevereiro de 2026.

Resolução Autorizativa n.º 14.531/2023: melhorias de grande porte (substituição de transformadores e reatores) nas subestações Maringá, Cascavel, Campo Comprido, Figueira, Londrina COT, Ponta Grossa Sul e Uberaba, com investimento total de cerca de R$ 135,5 milhões e RAP de aproximadamente R$ 22,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial dos empreendimentos, cujo prazo previsto pela Aneel é maio de 2026.

Resolução Autorizativa n.º 14.711/2023: implantação de reforços na subestação 230 kV Umuarama Sul, de concessão da Costa Oeste Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de cerca de R$ 33,9 milhões e RAP de aproximadamente R$ 4,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025.

Despacho nº 1.373/2024-SCE/Aneel: implantação de reforços na subestação 230 kV Campo Mourão, com investimento de cerca de R$ 34,4 milhões e RAP de aproximadamente R$ 5,6 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2026.

Despacho nº 3.014/2024-SCE/Aneel: implantação de reforços na subestação 230 kV Realeza Sul, com investimento de cerca de R$ 9,0 milhões e RAP de aproximadamente R$ 1,2 milhão, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril de 2027.

Resolução Autorizativa nº 15.532/2024: implantação de reforços na subestação 525 kV Curitiba Leste, de concessão da Marumbi Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de cerca de R$ 47,1 milhões e RAP de aproximadamente R$ 6,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril de 2027.

3.3.3. Distribuição

A A Copel Distribuição é uma das mais destacadas distribuidoras de energia do setor elétrico do País e da América Latina.

A Companhia opera na distribuição regulada de energia elétrica em 395 municípios. O atendimento alcança 5,2 milhões de unidades consumidoras distribuídas nas classes residencial, industrial, comercial, rural, poder e serviços públicos, iluminação pública e supridas.

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.

Extensões de linhas de distribuição:

Linhas de distribuição Extensão (em km)	2024	2023
13,8 kV	114.299	112.871
34,5 kV	92.558	90.902
69,0 kV	778	778
138,0 kV	6.972	6.767
Total	214.607	211.318

Parque de subestações aberto por tensão:

Tensão	2024 Automatizadas	2024 MVA	2023 Automatizadas	2023 MVA
34,5 kV	236	1.695	236	1.695
69,0 kV	36	2.502	36	2.502
88,0 kV	–	5	–	5
138,0 kV	124	8.368	119	7.850
Total	396	12.570	391	12.022

• Gestão de perdas de energia

O sistema elétrico nacional é composto por geração, transmissão e distribuição. As perdas referem-se à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada seja por motivos técnicos ou comerciais.

Neste contexto, as perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e têm origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

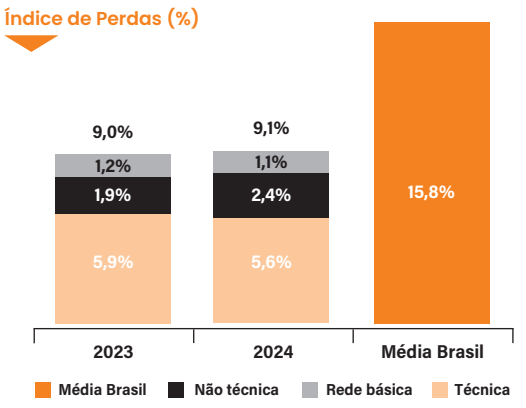
As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento.

Ações

A Copel Distribuição mantém um Programa de Combate às Perdas não Técnicas que consiste em várias ações que objetivam reduzir ou manter o nível atual de perdas não técnicas, através das seguintes ações:

- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica.
- Operações conjuntas com as Forças de Segurança (Polícia Civil, Polícia Militar, Polícia Federal e Ministério Público;
- Abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares;
- Instalação e operação de Sistema de Medição Centralizada em áreas de alto índice de procedimentos irregular e/ou perdas não técnicas.

Índice de Perdas (%)



Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

• Perdas

Em 2024 as perdas globais (total apurado desde a geração até o consumidor final) representaram 9,1% de toda energia injetada no sistema da distribuidora, sendo 5,6% de perdas técnicas, 2,4% de perdas não técnicas e 1,1% de perdas na rede básica.

• Sobrecontratação

No processo de compra de energia elétrica, a Copel Distribuição estima finalizar o ano de 2024 com um nível de contratação de 102,5%.

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia 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.

Considerando que a Empresa terminou o ano dentro dos limites regulatórios, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

• Bandeiras Tarifárias

Com a melhora da situação hídrica verificada no país, de janeiro a junho de 2024 a bandeira tarifária permaneceu verde. Nos meses seguintes as condições se alteraram. Em julho de 2024, a bandeira estabelecida foi a amarela, retornando para verde no mês seguinte. Em setembro de 2024 a bandeira foi vermelha – patamar 1, em outubro de 2024, vermelha – patamar 2, retornando para amarela em novembro de 2024 e para verde em dezembro de 2024.

• Reajuste Tarifário Anual – RTA

O resultado do RTA de 2024 da Copel Distribuição foi homologado pela Aneel por meio da Resolução Homologatória nº 3.336 de 18.06.2024, autorizando o reajuste médio de 0,0% percebido pelos consumidores (10,5% em junho/2023 pela Resolução Homologatória nº 3.209 de 20.06.2023), e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2024. Para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 0,05% e em -0,03% para os da baixa tensão (respectivamente, 8,31% e 11,73% em 2023). O detalhamento dos itens do reajuste está divulgado na Nota Técnica nº 90/2024 STR-ANEEL, de 12.06.2024.

• Qualidade de Fornecimento

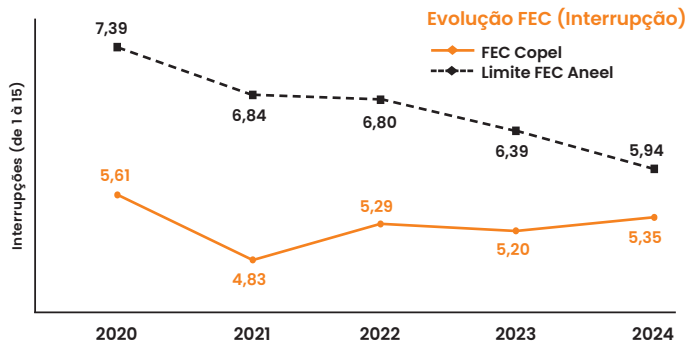
A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. O DEC indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. O FEC indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora.

É a partir do DEC e do FEC que a Aneel estabelece os parâmetros individuais de continuidade (que são informados mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor. Quando esses indicadores ultrapassam os limites estabelecidos, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição permanecem atendendo aos limites regulatórios impostos pela ANEEL, resultado dos investimentos em obras de desempenho e expansão, incremento de manutenções periódicas e inspeções preventivas, apresentados nos gráficos a seguir:

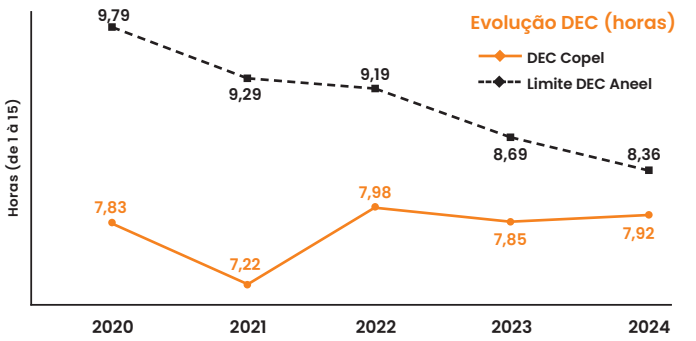
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Indica quantas vezes, em média, houve interrupção de energia elétrica na unidade consumidora.



DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Número de horas, em média, que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período



• Indicadores do Contrato de Concessão da Copel Distribuição

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 para manutenção do contrato de concessão. Os critérios de cálculo estão demonstrados na NE 27.2.8 das Demonstrações Financeiras da Copel Distribuição.

Gestão econômico-financeira: A Copel Distribuição cumpriu e está em conformidade com os indicadores Eficiência na Gestão econômico-financeira em 2023. Em relação a 2024, o resultado será divulgado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias de 2024 da Copel Distribuição, que ocorrerá em 16.04.2025, tendo em vista que o cálculo é baseado no resultado regulatório anual.

Qualidade do serviço ao consumidor: Em relação aos Indicadores de qualidade DEC e FEC, a Copel Distribuição vem permanecendo abaixo dos limites impostos pela Aneel. A partir de 2022, esses indicadores 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 técnica.

• Inadimplência de Consumidores

Em dezembro de 2024, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R$ 247,2 milhões, que equivale a 1,05% do seu faturamento dos 12 meses anteriores, aumento de 14,9% em relação a dezembro de 2023 (R$ 215,2 milhões), que equivale a 1,01% do faturamento da Copel DIS.

Indicador	2024	2023	Variação %
Inadimplência Companhia (1)	1,05 %	1,01 %	3,96 %
Inadimplência Abradee (2)	2,14 %	2,32 %	-7,76 %

(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

A Companhia adota ferramentas de cobrança, como os avisos de inadimplência (SMS, e-mail, protesto de títulos, carta cobrança) e, em última instância, a suspensão de fornecimento.

• Destaques da Copel Distribuição

Programa Transformação

O Programa Transformação constitui um amplo plano de investimento com o objetivo de modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição e rede de comunicação privada com tecnologias padronizadas para atendimento aos equipamentos de automação.

Entre os benefícios esperados estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, redução dos custos com serviços de operação e manutenção (O&M) e comerciais, aprimoramento no controle dos indicadores de qualidade DEC e FEC, além de que os investimentos devem impactar em aumento da base de remuneração, que passará por revisão tarifária em 2026.

O programa é composto por projetos para manutenção e expansão do sistema elétrico na área de concessão da Copel Distribuição, abrangendo a construção de, aproximadamente, 25 mil km de novas redes, 15 mil novos pontos automatizados e a implementação da tecnologia de redes inteligentes no estado do Paraná.

Redes elétricas inteligentes – REI

O programa de redes elétricas inteligentes tem o objetivo de implantar uma rede de comunicação privada com tecnologia padronizada para atendimento de todos os equipamentos de automação da rede de distribuição e infraestrutura avançada de medição, e o uso de medidores de energia eletrônicos inteligentes.

Desta forma, a rede permite uma comunicação bidirecional entre os consumidores e os sistemas de controle centralizados utilizados pela Copel Distribuição.

Os medidores inteligentes representam o futuro do setor de energia elétrica, pois são peças-chave para a transformação dos centros urbanos em smart cities, ou cidades inteligentes.

Com o novo sistema, a leitura de consumo passa a ser remota, o que facilita o controle de toda a rede elétrica, desde a subestação até o consumidor final. Neste contexto, o consumidor passa a ter autonomia para monitorar o seu uso de energia por meio do aplicativo para celular. A conexão remota da rede inteligente também dispensa deslocamentos de equipes, o que colabora com o meio ambiente, evitando a emissão de CO_2.

Paraná Trifásico

O projeto Paraná Trifásico representa a melhoria e renovação das redes de distribuição rurais na área de concessão da Companhia, com implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais rurais.

Teve início em 2020 com o intuito de melhorar a qualidade de fornecimento, renovar os ativos e prover mais segurança aos empregados e à população.As obras do Paraná Trifásico seguem em andamento com mais 1,3 mil quilômetros em fase de construção.

O objetivo é reduzir os desligamentos de energia e tornar mais acessível a conexão daquelas propriedades que necessitam de uma ligação trifásica para o seu abastecimento, impulsionando a economia rural no Paraná. Até 2025, o programa completará 25 mil quilômetros de novas redes, somando a aplicação de R$ 3,1 bilhões.

Estão sendo realizadas interligações entre os alimentadores, com a utilização de uma nova tecnologia de cabos protegidos, que trazem maior segurança e reduzem o número de desligamentos, impactando em melhoria da qualidade dos serviços ao consumidor e nos índices de qualidade que medem o número de horas (DEC) e a frequência (FEC) com que a consumidor permaneceu sem energia elétrica.

Projeto Confiabilidade Total

Iniciado em 2020, o projeto visa assegurar a modernidade nas operações da rede de energia a partir da manutenção da comunicação plena entre as equipes e a disponibilidade de equipamentos na rede, automação de equipamentos, manutenção da totalidade de município com subestação (SE), ampliação de circuitos de rede e equipamento Self Healing, entre outros.

Até o final de dezembro/2024 o projeto concluiu 89,74% do cronograma previsto, sendo investidos R$ 451,4 milhões ao todo, em 2024 foram R$ 86,5 milhões.

Redes Compactas e Protegidas

A Companhia vem implantando redes compactas predominantemente em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição e redes protegidas exclusivamente em áreas rurais. As redes compactas evitam cortes e podas de árvores e melhoram a qualidade do fornecimento, pois reduzem o número de desligamentos.

As redes protegidas também melhoram a qualidade e a confiabilidade do sistema, pois evitam interrupções por contato com a vegetação ou outros objetos e intempéries. Ao final de dezembro/2024, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 32.544 km (27.851 km em dezembro/2023), acréscimo de 4.693 km, 16,85%, em doze meses.

Rede Secundária Isolada

A Copel Distribuição também investe em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), que apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC; dificultar o roubo de energia; melhorar as condições do meio ambiente; reduzir as áreas de podas; aumentar a segurança; reduzir a queda de tensão ao longo da rede; aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras.

Ao final de dezembro/2024, a extensão das redes de distribuição secundárias isoladas, instaladas, era de 23.686 km (22.827 km em dezembro/2023), um acréscimo de 859 km, 3,76%, em doze meses.

3.3.4. Comercialização

A Copel Mercado Livre possui uma carteira com aproximadamente 1.413 clientes atendidos em 22 estados brasileiros, atingindo o volume de 2,7 GW médios de energia comercializados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no ano de 2024, assim, aumentando parcela de venda de comercialização do período anterior (acréscimo de 4%) .

Em 2024 foi implementada uma reestruturação nos sistemas de contabilização e faturamento, contribuindo para uma operação mais eficiente no backoffice da Companhia. A introdução de sistemas integrados melhorou a gestão contratual e o atendimento pós-venda, especialmente preparado para a crescente demanda do mercado varejista.

Simultaneamente, os processos das operações comerciais foram revisados e remodelados, focando em um processo de tomada de decisão robusto, de forma a mitigar os riscos inerentes ao negócio, como alta volatilidade de preços, risco hidrológico, risco de crédito, entre outros, e otimizar a venda de energia do extenso portfolio de geração do grupo Copel.

3.3.5. Serviços

No intuito de ganho de produtividade e escala em seus negócios, a Copel, objetivando principalmente a otimização da gestão de custos, efetuou um processo de reestruturação organizacional na Companhia, de modo que em 09.10.2020 a 26ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a alteração da denominação para Copel Serviços S.A e o novo objeto social da Companhia.

Alinhada ao Planejamento Estratégico da Copel,a Copel Serviços conduziu a realização de estudos e desenvolvimento de projetos greenfield de geração distribuída, implantando 3 empreendimentos no estado do Paraná. Os projetos fotovoltaicos de 5MWac cada, localizados nos municípios de Reserva do Iguaçu, Santo Antônio da Platina e Sarandi estão em operação desde junho de 2024.

Em 2023 foi constituído um Fundo de Investimentos em Participações – Empresas Emergentes – Copel Ventures I, de forma a materializar a participação da Companhia em investimentos em Startups, avançando assim no conceito de inovação aberta. Além disso, também se iniciou a estruturação da atuação da Copel Serviços no segmento de affinities, incluindo a oferta de produtos e serviços massificados com cobranças em faturas, que deverá estar plenamente operacional no início de 2025.

Atualmente, a Copel analisa a possibilidade de a Copel Serviços vir a atuar em outros segmentos de negócios, como smart meters, serviços de infraestrutura, serviços de engenharia, microcréditos e data centers, bem como avanços contínuos em iniciativas de inovação aberta com foco em redução de custos, aumento de receitas e melhoria do produto.

4. Desempenho Econômico-Financeiro

4.1. Receita Operacional Líquida

	2024	2023	Variação R$	Variação %
Fornecimento de energia elétrica	8.454.990	7.946.168	508.822	6,4
Suprimento de energia elétrica	3.120.628	3.602.788	(482.160)	(13,4)
Disponibilidade da rede elétrica	7.048.036	6.002.192	1.045.844	17,4
Receita de construção	2.550.809	2.333.787	217.022	9,3
Valor justo do ativo indenizável da concessão	82.424	62.167	20.257	32,6
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	838.280	971.203	(132.923)	(13,7)
Outras receitas operacionais	555.869	561.163	(5.294)	(0,9)
	22.651.036	**21.479.468**	**1.171.568**	**5,5**

A variação da Receita Operacional Líquida decorre principalmente de:

1) variação na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em função, principalmente, dos Reajustes Tarifários Periódicos (aumento de 17,37% entre 24.06.2023 e 23.06.2024 e redução de 4,0% a partir de 24.06.2024), pelo aumento no mercado cativo em 5,5% e pelo crescimento do número de consumidores. Por outro lado, houve redução na receita de fornecimento a consumidores livres da Copel Mercado Livre, em função da redução de preço e de mercado de energia;
2) variação em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pelo menor preço médio de energia vendida no ambiente de contratação livre (ACL), pelo encerramento de contratos da Copel GeT no ambiente de contratação regulado (ACR) e pela maior provisão para desvio de geração nos empreendimentos eólicos tendo em vista a restrição operativa de transmissão imposta pelo ONS e a diminuição dos ventos;
3) variação na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica** em razão, principalmente dos Reajustes Tarifários Periódicos (aumento de 6,32% entre 24.06.2023 e 23.06.2024 e de 2,69% a partir de 24.06.2024), bem como do aumento de 7,3% no mercado fio da Copel DIS, além da atualização dos saldos de ativo de contrato de transmissão, parcialmente compensado pelos impactos da revisão tarifária dos contratos de concessão de transmissão da Copel GeT;
4) variação na **Receita de Construção**, em virtude, essencialmente, do aumento do volume de obras relacionadas ao programa Transformação, que engloba investimentos orientados ao aprimoramento e modernização de infraestrutura e melhorias no atendimento a consumidores do segmento de distribuição;
5) variação em **Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais** principalmente devido ao crescimento do mercado faturado e à melhor aderência da cobertura tarifária em relação aos custos realizados da Parcela A (custos não gerenciáveis);

4.2. Custos e Despesas Operacionais

	2024	2023	Variação R$	Variação %
Energia elétrica comprada para revenda	8.924.895	7.716.190	1.208.705	15,7
Encargos de uso da rede elétrica	2.865.490	2.896.710	(31.220)	(1,1)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	936	17.654	(16.718)	(94,7)
Pessoal e administradores	1.081.797	1.878.332	(796.535)	(42,4)
Planos previdenciário e assistencial	259.352	260.159	(807)	(0,3)
Material	86.882	102.667	(15.785)	(15,4)
Serviços de terceiros	1.074.308	996.312	77.996	7,8
Perdas de créditos, provisões e reversões	345.102	92.235	252.867	274,2
Outros custos e despesas operacionais	240.842	430.544	(189.702)	(44,1)
Depreciação e amortização	1.465.478	1.382.040	83.438	6,0
Custo de construção	2.522.908	2.319.720	203.188	8,8
	18.867.990	**18.092.563**	**775.427**	**4,3**

A variação dos Custos e despesas operacionais decorre principalmente de:

1) variação em **Energia Elétrica Comprada para Revenda** principalmente em decorrência do aumento da energia de mini e micro geradores, da incorporação, a partir de janeiro de 2024, de Leilões de Energia Nova, impactando a CCEAR e ainda, pelo aumento de compra no mercado de curto prazo – CCEE;
2) variação em **Pessoal e Administradores** refletindo principalmente a indenização do segundo terço adicional de férias para retirada do benefício do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT), de R$ 138,0 milhões, e o provisionamento do Programa de Demissão Voluntária (PDV) de R$ 610,0 milhões, ambos em 2023, além da redução do quadro em 2024. Estes valores foram compensados pelo acréscimo dos honorários dos administradores em 2024, pela atualização salarial decorrente do acordo coletivo do trabalho de 4,51% em outubro de 2023 e da provisão de R$ 15,6 milhões referente aos impactos do ACT 2024 homologado em 2025;
3) variação em **Serviços de terceiros** especialmente pela elevação dos custos com manutenção do sistema elétrico e instalações;
4) variação em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões** decorrente da reversão de *impairment* registrada em 2023, não recorrente em 2024, e do aumento na provisão para litígios, principalmente litígios cíveis e trabalhistas;
5) variação em **Outros custos e despesas operacionais** devido principalmente ao ganho na alienação de imóveis inservíveis às concessões da Copel GeT e FDA;
6) variação em **Depreciação e amortização** decorrente, principalmente, da entrada em operação de novos ativos, em decorrência do aumento nos investimentos da Copel DIS;
7) variação no **Custo de construção**, refletindo principalmente os investimentos realizados na infraestrutura do segmento de distribuição de energia.

4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial de 2024 no montante de R$ 281,2 milhões foi 8,6% inferior aos R$ 307,8 milhões de 2023, decorrente principalmente da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, tendo em vista, entre outros eventos, os ganhos de revisão tarifária registrados em 2023 e não recorrentes em 2024.

4.4. EBITDA ou LAJIDA

O lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização - Lajida (*earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* - Ebitda) é uma medição não contábil elaborada pela Companhia que não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida.

Em R$ milhões	Consolidado 2024	Consolidado 2023
Lucro líquido do período	2.799,4	2.327,2
Lucro líquido do período - operações descontinuadas	(491,6)	(191,5)
IRPJ e CSLL diferidos	421,4	(17,0)
Provisão IRPJ e CSLL	178,0	371,1
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	1.157,0	1.205,0
Lajir/Ebit	**4.064,2**	**3.694,8**
Depreciação e Amortização	1.465,5	1.382,0
Lajida/Ebitda	**5.529,7**	**5.076,8**
Receita Operacional Líquida - ROL	22.651,0	21.479,5
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	**24,4%**	**23,6%**

4.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou variação positiva de R$ 48,0 milhões, devido principalmente ao aumento em rendimentos de aplicações financeiras, decorrente do maior volume dos valores aplicados, ao aumento em acréscimos moratórios sobre faturas, e a redução da variação monetária e encargos da dívida, compensado pelo aumento em variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão, que se refere aos saldos decorrentes dos pagamentos das outorgas das concessões das UHEs.

4.6. Lucro Líquido

Em 2024, o lucro líquido consolidado da Copel foi de R$ 2.799,4 milhões, sendo 20,3% superior ao obtido no exercício anterior, de R$ 2.327,2 milhões. O acréscimo decorre da variação do Ebitda e do resultado financeiro, já detalhados, além dos efeitos do ganho com a alienação das participações societárias na UEGA e na Compagas apresentado na linha de resultado das operações descontinuadas. Esses valores foram compensados pelo maior valor de Imposto de renda e Contribuição social em razão, principalmente, do aumento do resultado do período.

4.7. Valor Adicionado

No exercício de 2024 a Copel apurou R$ 16.623,6 milhões de Valor Adicionado, 7,6% superior ao ano anterior, no montante de R$ 15.447,1 milhões. A apresentação, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.

Distribuição do Valor Adicionado	2024	2023	Variação %
Acionistas	10,5%	7,0%	50,0
Retido	3,3%	6,9%	(52,2)
Terceiros	13,7%	14,2%	(3,5)
Pessoal	8,3%	13,9%	(40,3)
Operações descontinuadas	4,9%	2,9%	69,0
Governo	59,3%	55,1%	7,6
Estadual e Municipal	35,6%	32,4%	9,9
Federal	64,4%	67,6%	(4,7)
Total	**100,0%**	**100,0%**	**–**

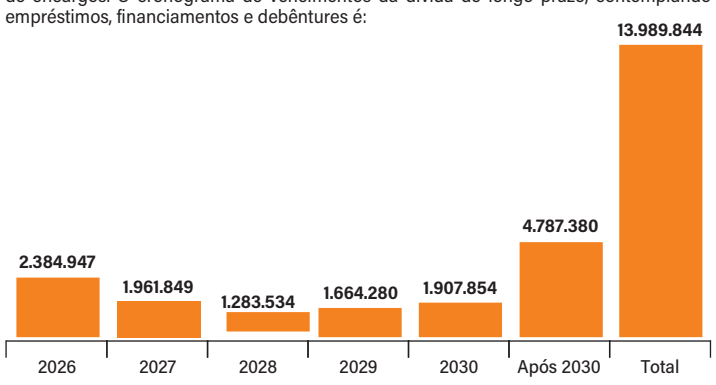
4.8. Endividamento

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 2025. Em 2024 foram obtidos os recursos apresentados no quadro a seguir:

Ingressos (Em R$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
BNDES UHE Colíder	Copel Geração e Transmissao	BNDES	1,8
Debêntures - 9ª emissão 1ª série	Copel Geração e Transmissao	Debêntures	800,0
Debêntures - 9ª emissão 2ª série	Copel Geração e Transmissao	Debêntures	500,0
Debêntures - 9ª emissão 3ª série	Copel Geração e Transmissao	Debêntures	300,0
Debêntures - 9ª emissão 1ª série	Copel Distribuição	Debêntures	750,0
Debêntures - 9ª emissão 2ª série	Copel Distribuição	Debêntures	1.500,0
Debêntures - 1ª emissão 1ª série	Copel Serviços	Debêntures	70,0
Financiamento BNDES	Santa Maria	BNDES	0,8
Financiamento BNB	Aventura II	Banco do Nordeste	0,5
Financiamento BNB	Aventura III	Banco do Nordeste	0,5
Financiamento BNB	Aventura IV	Banco do Nordeste	0,8
Financiamento BNB	Aventura V	Banco do Nordeste	0,7
Total			**3.925,1**

Os pagamentos ocorridos no ano, sem considerar as operações descontinuadas, totalizaram R$ 2.902,0 milhões, sendo R$ 1.341,7 milhões de principal e R$ 1.560,3 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)	2024 Total	JCP	Dividendos	JCP	Dividendos (1)
Aprovação na AGO	24.04.2025				
Aprovação no CAD		11.09.2024	11.09.2024	25.11.2024	
Data de pagamento		29.11.2024	29.11.2024	23.12.2024	
Base para distribuição de dividendos	2.702.513				
Valor para Ações ON	963.583	116.786	83.405	247.602	515.790
Valor para Ações PNA	2.552	309	221	655	1.368
Valor para Ações PNB	1.369.000	165.905	118.485	351.743	732.867
Total Distribuído Bruto	**2.335.136**	**283.000**	**202.112**	**600.000**	**1.250.024**

(1) Dividendo adicional proposto , a ser deliberado na AGO do dia 24.04.2025

(em R$ mil)	2023 Total	JCP	JCP	Dividendos
Aprovação na AGO	22.04.2024			
Aprovação no CAD		20.09.2023	20.09.2023	22.04.2024
Data de pagamento		30.11.2023	28.06.2024	28.06.2024
Base para distribuição de dividendos	2.174.428			
Valor para Ações ON	454.539	191.029	209.492	54.018
Valor para Ações PNA	1.502	499	547	456
Valor para Ações PNB	633.170	265.392	291.041	76.737
Total Distribuído Bruto	**1.089.211**	**456.920**	**501.080**	**131.211**

4.10. Programa de Investimentos

Seguem valores do programa de investimentos realizados os previstos para 2025 pelo Conselho de Administração:

Subsidiária	Realizado 2024	Realizado 2023	Previsto 2025	Variação % 2024-2023
Copel Geração e Transmissão	263,0	240,1	464,1	9,5
Copel Distribuição	2.196,9	1.966,5	2.501,9	11,7
Copel Comercialização	1,3	1,6	4,5	(18,8)
Copel Serviços e outras participações	40,6	40,7	49,5	(0,2)
Holding	2,0	3,2	9,1	(37,5)
TOTAL	**2.503,8**	**2.252,1**	**3.029,1**	**11,2**

4.11. Ações

Volume negociado das ações 2024:

	Volume negociado	ON (CPLE3) Total	ON (CPLE3) Média diária	PNB (CPLE6) Total	PNB (CPLE6) Média diária
B3	Negócios	1.856.493	7.396	4.572.892	18.219
	Quantidade	1.590.404.100	6.336.271	3.793.836.000	15.114.884
	Volume (R$ mil)	13.954.469	55.595	37.147.785	147.999
	Presença nos pregões	251	100%	251	100%
NYSE	Quantidade	8.383.350	33.267	76.129.949	302.103
	Volume (US$ mil)	57.770	229	565.653	2.245
	Presença nos pregões	252	1	252	1
Latibex	Quantidade	521	261	172.749	1.677
	Volume (€ mil)	–	–	–	–
	Presença nos pregões	2	–	103	–

Desempenho na cotação das ações:

	Ação (1)	2024	2023	Variação %
B3	ON (CPLE3)	R$ 8,24	R$ 9,49	(13,2)
	PNA (CPLE5)	R$ 9,96	R$ 22,78	(56,3)
	PNB (CPLE6)	R$ 9,15	R$ 10,36	(11,7)
	Ibovespa	120.283	134.185	(10,4)
	Índice de Energia Elétrica	77.455	94.957	(18,4)
NYSE	ELP (PNB)	US$ 5,94	US$ 8,48	(30,0)
	ELPC (ON)	US$ 5,33	US$ 7,87	(32,3)
	Índice Dow Jones	42.544	37.710	12,8
Latibex	ON (XCOPO)	€1,50	–	–
	PNB (XCOP)	€1,40	€1,92	(27,1)
	Índice Latibex	1.906	2.569	(25,8)

(1) Consideradas as cotações históricas (não ajustadas por proventos) do último dia de negociação do exercício

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

DEMONSTRAÇÕES **FINANCEIRAS** INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Balanços Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	280.340	2.231.413	4.161.939	5.634.623
Títulos e valores mobiliários	6	95	93	623	4.763
Cauções e depósitos vinculados		–	—	9	9
Clientes	7	–	—	3.962.702	3.761.170
Dividendos a receber		2.644.431	1.942.406	82.278	95.569
Ativos financeiros setoriais	8	—	—	—	15.473
Contas a receber vinculadas à concessão	9	—	—	10.609	9.354
Ativos de contrato	10	—	—	283.896	284.616
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	—	—	217.350	379.261
Outros créditos	11	301.929	2.431	949.674	570.471
Estoques		—	—	136.324	174.726
Imposto de renda e contribuição social		32.349	113.532	296.128	315.218
Outros tributos a recuperar	12.2	—	—	994.618	943.343
Despesas antecipadas		944	1.897	63.211	62.869
Partes relacionadas	33	4.754	54	621	1.336
		3.264.842	**4.291.826**	**11.159.982**	**12.252.801**
Ativos classificados como mantidos para venda	37	—	528.195	1.881.826	1.462.929
		3.264.842	**4.820.021**	**13.041.808**	**13.715.730**
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	—	—	529.085	490.732
Outros investimentos temporários		15.894	31.728	30.603	31.728
Clientes	7	—	—	116.180	105.259
Depósitos judiciais	13	136.677	143.371	394.364	634.712
Ativos financeiros setoriais	8	—	—	—	15.473
Contas a receber vinculadas à concessão	9	—	—	3.497.351	2.809.901
Ativos de contrato	10	—	—	6.927.010	7.320.445
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	—	—	479.938	722.423
Outros créditos	11	298.120	18	681.846	130.917
Imposto de renda e contribuição social		79.504	—	164.043	68.003
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	136.536	359.485	1.174.175	1.757.688
Outros tributos a recuperar	12.2	42.126	41.078	1.320.526	2.256.156
Partes relacionadas		—	35.507	—	—
		708.857	**611.187**	**15.315.121**	**16.343.437**
Investimentos	14	22.431.868	19.906.237	3.577.937	3.511.797
Imobilizado	15	7.248	8.424	8.516.697	10.825.421
Intangível	16	8.546	6.336	16.623.610	11.170.089
Direito de uso de ativos	24.1	7.815	6.692	308.983	252.600
		23.164.334	**20.538.876**	**44.342.348**	**42.103.344**
TOTAL DO ATIVO		**26.429.176**	**25.358.897**	**57.384.156**	**55.819.074**

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Balanços Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	17	20.805	30.608	411.102	927.538
Partes relacionadas	33	1.690	1.838	—	—
Fornecedores	18	3.362	4.530	2.324.423	2.154.430
Imposto de renda e contribuição social		—	183	83.482	132.979
Outras obrigações fiscais	12.2	614	476	302.345	346.083
Empréstimos e financiamentos	19	—	—	1.231.205	675.980
Debêntures	20	—	—	2.025.110	1.225.649
Dividendos a pagar		3.881	464.147	3.878	464.147
Benefícios pós-emprego	21	4.348	3.842	95.383	85.833
Encargos setoriais a recolher		—	—	44.825	61.466
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	—	—	179.149	320.196
Contas a pagar vinculadas à concessão	23	—	—	113.092	101.976
Passivos financeiros setoriais	8	—	—	935.322	476.103
Passivo de arrendamentos	24.2	604	405	57.502	49.742
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	—	—	214.955	321.646
Outras contas a pagar	25	369.395	15.136	1.199.195	537.810
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.3.1	—	—	—	558.591
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.3.1	—	—	580.000	—
Provisões para litígios	26	—	336.000	—	336.000
		404.699	857.165	9.800.968	8.776.169
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	37	—	—	541.412	533.264
		404.699	857.165	10.342.380	9.309.433
NÃO CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	17	427	—	457	—
Partes relacionadas	33	5.851	5.851	—	—
Fornecedores	18	—	—	142.380	131.143
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	—	—	1.895.459	1.686.793
Outras obrigações fiscais	12.2	—	4.030	291.195	612.093
Empréstimos e financiamentos	19	—	—	3.387.589	4.667.237
Debêntures	20	—	—	10.602.255	8.393.457
Benefícios pós-emprego	21	37.631	47.537	1.063.326	1.398.410
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	—	—	241.294	233.478
Contas a pagar vinculadas à concessão	23	—	—	992.252	791.879
Passivos financeiros setoriais	8	—	—	142.488	27.888
Passivo de arrendamentos	24.2	7.761	6.681	271.004	220.700
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	—	—	170.837	431.938
Outras contas a pagar	25	90.966	25.297	247.021	147.132
PIS e Cofins a restituir para consumidores	12.3.1	—	—	—	173.135
Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	12.3.1	—	—	1.000.588	1.909.775
Provisões para litígios	26	207.123	526.183	956.696	1.492.916
		349.759	615.579	21.404.841	22.317.974
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	27.1	12.821.758	12.821.758	12.821.758	12.821.758
Reservas de capital	27.6	5.595	—	5.595	—
Ajustes de avaliação patrimonial	27.2	517.408	307.050	517.408	307.050
Ações em tesouraria	27.7	(50.044)	—	(50.044)	—
Reserva legal	27.3	1.766.110	1.625.628	1.766.110	1.625.628
Reserva de retenção de lucros	27.3	9.363.866	9.000.506	9.363.866	9.000.506
Dividendo adicional proposto	27.4	1.250.025	131.211	1.250.025	131.211
		25.674.718	23.886.153	25.674.718	23.886.153
Atribuível aos acionistas não controladores	15.2.2	—	—	(37.783)	305.514
		25.674.718	23.886.153	25.636.935	24.191.667
TOTAL DO PASSIVO		**26.429.176**	**25.358.897**	**57.384.156**	**55.819.074**

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	—	—	22.651.036	21.479.468
Custos Operacionais	29	—	—	(17.759.792)	(16.581.428)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		—	—	4.891.244	4.898.040
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	29	—	—	(137.121)	(152.638)
Despesas gerais e administrativas	29	(165.896)	(177.097)	(825.350)	(1.078.037)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	29	(87.455)	(38.990)	(145.727)	(280.460)
Resultado da equivalência patrimonial		2.512.087	2.332.609	281.202	307.809
		2.258.736	**2.116.522**	**(826.996)**	**(1.203.326)**
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		**2.258.736**	**2.116.522**	**4.064.248**	**3.694.714**
Resultado Financeiro	30				
Receitas financeiras		211.411	145.881	1.184.779	1.069.116
Despesas financeiras		(147.583)	(115.669)	(2.341.793)	(2.274.106)
		63.828	30.212	(1.157.014)	(1.204.990)
LUCRO OPERACIONAL		**2.322.564**	**2.146.734**	**2.907.234**	**2.489.724**
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	12.4				
Imposto de renda e contribuição social		6.732	(5.737)	(177.999)	(371.104)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		16.645	17.080	(421.436)	17.047
		23.377	**11.343**	**(599.435)**	**(354.057)**
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		**2.345.941**	**2.158.077**	**2.307.799**	**2.135.667**
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	37	463.690	100.733	491.571	191.501
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.809.631**	**2.258.810**	**2.799.370**	**2.327.168**
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		–	–	2.345.941	2.158.077
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		–	–	463.690	100.733
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	14.2.2	–	–	(26.800)	873
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas	14.2.2	–	–	16.539	67.485
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.5				
Ações ordinárias		0,89163	0,78574		
Ações preferenciais classe "A"		0,98165	0,90931		
Ações preferenciais classe "B"		0,98086	0,80600		
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.5				
Ações ordinárias		0,89051	0,78574		
Ações preferenciais classe "A"		0,98165	0,90931		
Ações preferenciais classe "B"		0,98087	0,80600		

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados Abrangentes

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**2.809.631**	**2.258.810**	**2.799.370**	**2.327.168**
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Ajustes de passivos atuariais	27.2				
Benefícios pós-emprego		9.483	(25.082)	363.466	(379.126)
Benefícios pós-emprego – equivalência patrimonial		233.629	(234.283)	—	—
Tributos sobre outros resultados abrangentes		(3.224)	8.528	(123.578)	129.007
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	27.2				
Ajustes de ativos financeiros		—	—	(569)	(6.373)
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial		(184)	(2.942)	—	—
Tributos sobre outros resultados abrangentes		—	—	243	2.167
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		**239.704**	**(253.779)**	**239.562**	**(254.325)**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**3.049.335**	**2.005.031**	**3.038.932**	**2.072.843**
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				2.585.645	1.903.365
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				463.690	101.666
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				(26.942)	(390)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas				16.539	68.202

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora											
					Ajustes de avaliação patrimonial								
		Capital social	Reserva de Capital	Ações em tesouraria	Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto	Lucros acumulados	Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
Saldo em 1º de janeiro de 2023		**10.800.000**			**597.276**	**(3.894)**	**1.512.687**	**7.911.295**	**—**	**—**	**20.817.364**	**313.861**	**21.131.225**
Lucro líquido do exercício		—			—	—	—	—	—	2.258.810	2.258.810	68.358	2.327.168
Outros resultados abrangentes													
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	27.2	—			—	(250.837)	—	—	—	—	(250.837)	718	(250.119)
Ajustes de ativos financeiros	27.2	—			—	(2.942)	—	—	—	—	(2.942)	(1.264)	(4.206)
Resultado abrangente total do exercício		**—**			**—**	**(253.779)**	**—**	**—**	**—**	**2.258.810**	**2.005.031**	**67.812**	**2.072.843**
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	—			(32.553)	—	—	—	—	32.553	—	—	—
Emissão de ações	27.1	2.021.758									2.021.758		2.021.758
Dividendos e Juros sobre o capital próprio		—			—	—	—	—	—	—	—	(62.162)	(62.162)
Destinação proposta à A.G.O.:													
Reserva legal		—			—	—	112.941	—	—	(112.941)	—	—	—
Juros sobre o capital próprio	14.2.2 e 27.4	—			—	—	—	(44.160)	—	(913.840)	(958.000)	(13.886)	(971.886)
Dividendos	14.2.2 e 27.4	—			—	—	—	—	131.211	(131.211)	—	(111)	(111)
Reserva de retenção de lucros		—			—	—	—	1.133.371	—	(1.133.371)	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2023		**12.821.758**	**—**	**—**	**564.723**	**(257.673)**	**1.625.628**	**9.000.506**	**131.211**	**—**	**23.886.153**	**305.514**	**24.191.667**
Lucro líquido do exercício		—		—	—	—	—	—	—	2.809.631	2.809.631	(10.261)	2.799.370
Outros resultados abrangentes													
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	27.2	—		—	—	239.888	—	—	—	—	239.888	149	240.037
Ajustes de ativos financeiros	27.2	—		—	—	(184)	—	—	—	—	(184)	(291)	(475)
Resultado abrangente total do exercício		**—**		**—**	**—**	**239.704**	**—**	**—**	**—**	**2.809.631**	**3.049.335**	**(10.403)**	**3.038.932**
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	—		—	(33.364)	—	—	—	—	33.364	—	—	—
Realização de investimento - passivo atuarial	27.2	—		—	—	4.018	—	(4.018)	—	—	—	—	—
Alienação de participação societária		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(299.199)	(299.199)
Incentivos de longo prazo	27.6		5.595								5.595	—	5.595
Recompra de ações	27.7	—	—	(50.044)	—	—	—	—	—	—	(50.044)	—	(50.044)
Deliberação do dividendo adicional proposto	29.3	—	—	—	—	—	—	—	(131.211)	—	(131.211)	—	(131.211)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	29.3	—		—	—	—	—	(114.888)	—	(970.222)	(1.085.110)	(33.695)	(1.118.805)
Destinação proposta à A.G.O.:													
Reserva legal		—		—	—	—	140.482	—	—	(140.482)	—	—	—
Dividendos	29.3	—		—	—	—	—	(577.570)	1.250.025	(672.455)	—	—	—
Reserva de retenção de lucros		—		—	—	—	—	1.059.836	—	(1.065.903)	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2024		**12.821.758**	**5.595**	**(50.044)**	**531.359**	**(13.951)**	**1.766.110**	**9.363.866**	**1.250.025**	**—**	**25.674.718**	**(37.783)**	**25.636.935**

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

DEMONSTRAÇÕES **FINANCEIRAS**

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade		**2.345.941**	**2.158.077**	**2.307.799**	**2.135.667**
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		23.958	(30.626)	2.071.041	1.951.552
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9.2	–	–	(120.800)	(114.370)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.2	–	–	(833.630)	(730.094)
Imposto de renda e contribuição social	12.4	(6.732)	5.737	177.999	371.104
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.4	(16.645)	(17.080)	421.436	(17.047)
Resultado da equivalência patrimonial		(2.512.087)	(2.332.609)	(281.202)	(307.809)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	21.3	10.766	9.480	257.711	267.741
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	–	–	181.675	165.459
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	28	–	–	(82.424)	(62.167)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	28	–	–	(923.724)	(1.070.196)
Depreciação e amortização	29	3.245	3.017	1.465.478	1.382.040
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	29.2	748	17.102	18.306	610.057
Incentivos de longo prazo	29.2	5.428	–	5.595	–
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	29.4	83.596	47.348	345.102	92.235
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10.2	–	–	(722)	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	28.1 e 29.1	–	–	36.604	(5.045)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9.1	–	–	3.265	270
Baixas de ativos de contrato	10.1	–	–	14.496	16.728
Resultado das baixas de imobilizado	15.2	45	101	32.234	10.458
Resultado das baixas de intangíveis	16.1 e 16.3	27	–	76.183	78.728
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	24.1 e 24.2	–	–	(4.774)	726
Resultado na alienação de imóveis	29.6.1	–	–	(264.434)	–
		(61.710)	**(139.453)**	**4.903.214**	**4.775.315**
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		–	–	602.196	188.437
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		186.686	679.579	223.985	174.826
Depósitos judiciais		9.022	3.158	18.427	33.298
Ativos financeiros setoriais		–	–	354.421	36.964
Outros créditos		(3.713)	(1.455)	(73.515)	(11.555)
Estoques		–	–	38.402	18.741
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(49.766)	(70.665)	(295.650)	(201.003)
Outros tributos a recuperar		530	2.971	(50.731)	(138.520)
Despesas antecipadas		953	(1.042)	(342)	(2.281)
Partes relacionadas		(4.700)	(561)	715	(201)
		139.012	**611.985**	**817.908**	**98.706**
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		(1.915)	11.290	(313.552)	297.343
Partes relacionadas		(148)	–	–	–
Fornecedores		(10.646)	(843)	72.730	19.506
Outras obrigações fiscais		107.037	124.068	882.575	974.083
Benefícios pós-emprego	21.3	(10.684)	(10.030)	(219.780)	(224.809)
Encargos setoriais a recolher		–	–	(16.641)	14.978
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	–	–	(336.956)	(255.295)
Contas a pagar vinculadas à concessão	23.1	–	–	(110.385)	(115.736)
Outras contas a pagar		(333.207)	(807)	(131.259)	149.450
Provisões para litígios quitadas	26.1	(31.108)	(2.251)	(345.138)	(372.838)
		(280.671)	**121.427**	**(518.406)**	**486.682**
CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		**(203.369)**	**593.959**	**5.202.716**	**5.360.703**
Imposto de renda e contribuição social pagos		(1.476)	(473)	(219.219)	(294.676)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	19.2	–	–	(471.276)	(521.134)
Encargos de debêntures pagos		–	–	(1.089.013)	(1.127.607)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(779)	(569)	(33.292)	(24.284)
Encargos de empréstimos concedidos/obtidos de partes relacionadas		276	14.800	–	–
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		**(205.348)**	**607.717**	**3.389.916**	**3.393.002**
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	**37**	**21.674**	**203.888**	**3.620**	**125.474**
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		**(183.674)**	**811.605**	**3.393.536**	**3.518.476**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		15.832	(6.109)	(32.939)	(44.061)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(22.200)	(236.024)	–	–
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		22.200	282.087	–	–
Aquisições de ativos de contrato		–	–	(2.174.902)	(1.973.215)
Aquisições de controladas – efeito no caixa		–	–	–	(911.450)
Alienação de investimentos	1.1 e 37	2.066	14.533	47.066	58.132
Aportes em investimentos	14.1	(613.150)	(61.950)	–	(10.780)
Redução de capital em investidas	14.1	–	–	37.129	–
Aquisições de imobilizado		(17)	(1.659)	(137.635)	(204.805)
Alienações de imobilizado	29.6.1	–	–	11.440	–
Aquisições de intangível	16.2 e 16.3	(2.378)	(1.742)	(4.098.286)	(13.388)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		**(597.647)**	**(10.864)**	**(6.348.127)**	**(3.099.567)**
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	**37**	**467.566**	**(35.000)**	**608.713**	**(35.524)**
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		**(130.081)**	**(45.864)**	**(5.739.414)**	**(3.135.091)**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	19.2	–	–	5.051	45.325
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	19.2	–	–	(1.693)	(6.886)
Ingressos de debêntures emitidas	20.2	–	–	3.920.000	2.900.000
Custos de transação na emissão de debêntures	20.2	–	–	(60.623)	(60.677)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	19.2	–	–	(261.753)	(260.971)
Amortizações de principal de debêntures		–	–	(1.079.912)	(1.193.910)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(709)	(512)	(70.949)	(69.293)
Aumento de capital		–	2.031.619	–	2.031.619
Custos de transação no aumento de capital		–	(14.941)	–	(14.941)
Recompra de ações próprias	27.7	(50.044)	–	(50.044)	–
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.586.565)	(750.371)	(1.586.565)	(750.371)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		**(1.637.318)**	**1.265.795**	**813.512**	**2.619.895**
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37	**-**	**-**	**(9.656)**	**76.677**
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		**(1.637.318)**	**1.265.795**	**803.856**	**2.696.572**
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		**(1.951.073)**	**2.031.536**	**(1.542.022)**	**3.079.957**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	2.231.413	199.877	5.634.623	2.678.457
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	280.340	2.231.413	4.161.939	5.634.623
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas		–	–	(69.338)	123.791
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		**(1.951.073)**	**2.031.536**	**(1.542.022)**	**3.079.957**

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor a Distribuir

em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	–	–	27.870.642	25.716.713
Receita de construção	–	–	2.631.688	2.460.502
Valor justo do ativo indenizável da concessão	–	–	82.424	62.167
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	–	–	923.724	1.070.196
Outras receitas	13.692	7.722	366.885	92.614
Perdas de crédito esperadas	–	–	(100.730)	(109.435)
	13.692	**7.722**	**31.774.633**	**29.292.757**
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	–	–	9.590.891	8.405.390
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	–	–	2.707.665	2.694.604
Material, insumos e serviços de terceiros	49.604	67.161	1.206.075	1.158.917
Custo de construção	–	–	2.407.318	2.232.768
Perda de valores ativos	8.330	177	152.323	143.131
Provisão (reversão) de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos – *Impairment*	–	–	24.165	(177.693)
Outros insumos	121.732	73.700	418.435	294.883
	179.666	**141.038**	**16.506.872**	**14.752.000**
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	**(165.974)**	**(133.316)**	**15.267.761**	**14.540.757**
(-) Depreciação e amortização	**3.245**	**3.017**	**1.465.478**	**1.382.040**
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	**(169.219)**	**(136.333)**	**13.802.283**	**13.158.717**
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	2.512.087	2.332.609	281.202	307.809
Receitas financeiras	211.411	145.881	1.184.779	1.069.116
Outras receitas	1.858	2.087	548.365	466.240
	2.725.356	**2.480.577**	**2.014.346**	**1.843.165**
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	**708.085**	**100.733**	**806.929**	**445.204**
	3.264.222	**2.444.977**	**16.623.558**	**15.447.086**

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado

em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(em milhares de reais)

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2024	%	31.12.2023	%	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	40.349		35.309		769.956		960.618	
Planos previdenciário e assistencial	10.149		8.839		259.352		260.159	
Auxílio alimentação e educação	1.608		1.733		97.709		109.307	
Encargos sociais – FGTS	2.846		2.196		42.611		49.428	
Incentivos de longo prazo	5.428		–		5.595		–	
Programa de desligamentos voluntários	748		17.102		18.306		610.057	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	12.949		7.925		179.283		173.662	
	74.077	**2,3**	**73.104**	**3,0**	**1.372.812**	**8,2**	**2.163.231**	**14,0**
Governo								
Federal								
Tributos	73.898		98.358		2.264.963		1.940.298	
Encargos setoriais	–		–		4.081.963		3.814.929	
Estadual	21		7		3.503.637		2.750.045	
Municipal	85		74		10.297		10.168	
	74.004	**2,3**	**98.439**	**4,0**	**9.860.860**	**59,3**	**8.515.440**	**55,1**
Terceiros								
Juros	60.973		14.365		2.241.122		2.145.179	
Arrendamentos e aluguéis	1.142		259		29.602		33.557	
Doações, subvenções e contribuições	–		–		4.434		8.808	
	62.115	**1,8**	**14.624**	**0,6**	**2.275.158**	**13,7**	**2.187.544**	**14,2**
Acionistas								
Lucros retidos	594.441		1.068.866		583.101		1.045.583	
Remuneração do capital próprio	883.000		958.000		883.000		958.000	
Dividendos	202.110		–		202.110		–	
Dividendo adicional proposto	666.388		131.211		666.388		131.211	
Participações de acionistas não controladores	–		–		(26.800)		873	
	2.345.941	**71,9**	**2.158.077**	**88,3**	**2.307.799**	**13,9**	**2.135.667**	**13,8**
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	**708.085**	**21,7**	**100. 733**	**4,1**	**806.929**	**4,9**	**445.204**	**2,9**
	3.264.222	**100,0**	**2.444.977**	**100,0**	**16.623.558**	**100,0**	**15.447.086**	**100,0**

As notas explicativas – NE são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS **DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

em 31 de dezembro de 2024 e de 2023
(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 uma companhia de capital aberto 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 e em empresas privadas, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia.

Renovação das concessões

A transformação da Copel em "Corporação" ocorrida em 2023 possibilitou, nos termos da Lei 9.074/95 a renovação integral das concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga - GNB ("Segredo") e Governador José Richa - GJR ("Salto Caxias"), por 30 anos contados a partir da assinatura dos novos contratos de concessão, que foram celebrados em 19.11.2024.

Em 21.11.2024 foi realizado o pagamento do bônus de outorga pela renovação das concessões, no valor atualizado de R$ 4.073.915, nos termos da Portaria Interministerial dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda - MME/MF nº 01, de 30.03.2023 (NE n° 16.2).

A partir de novembro de 2024, tendo em vista a continuidade das operações, a totalidade dos ativos vinculados a estas três usinas, inclusive o bônus de outorga, passaram a ser depreciados e/ou amortizados de forma linear pelo prazo de vida útil estabelecido pela Aneel. Caso esse prazo exceda o vencimento do contrato de concessão, será utilizado o prazo do contrato, sem valor residual (NE n° 15.5).

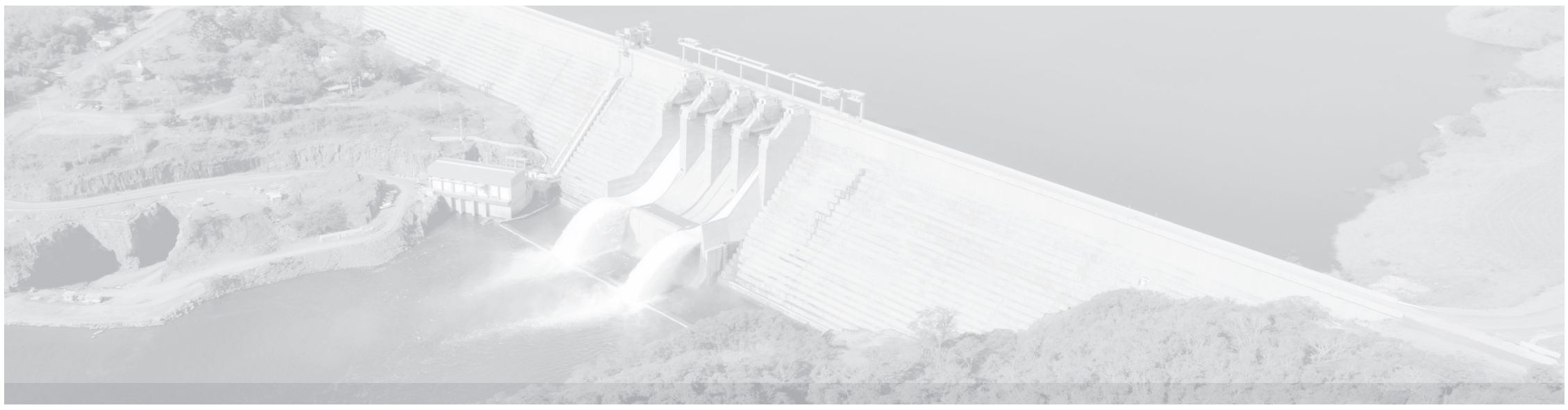
Os novos contratos de concessão foram pactuados pelo regime de exploração de Produção Independente de Energia (PIE) e terão pagamento pelo Uso do Bem Público – UBP por cinco anos (NE n° 23).

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).

Durante o ano de 2024 ocorreram os seguintes eventos que resultaram em alterações em relação às participações societárias de 31.12.2023:

- conclusão dos desinvestimentos da UEGA e da Compagas (NE nº 37);
- criação de 13 sociedades de propósito específico em decorrência do processo de desinvestimento das usinas de pequeno porte da GET (NE nº 37);
- operação de venda da participação societária na coligada Carbocampel (NE 14.1) .



Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

1.1.1. Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação %	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)	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
Elejor – Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
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	68,8	Copel GeT
			31,2	Brownfield
Aventura Holding S.A. (Aventura)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
SRMN Holding S.A. (SRMN)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
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.(a)	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 En. 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 Paraíba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica – fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Central Eólica Aventura II S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica Aventura V S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Aventura
Central Eólica SRMN I S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN II S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN III S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN IV S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN
Central Eólica SRMN V S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	SRMN

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

1.1.2. Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação %	Participação Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A. (a)	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A. (b)	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) Controladora da Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. que, por sua vez, é holding de 4 SPEs: Usina de Energia Eólica São João S.A., Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A., Usina de Energia Eólica Reduto S.A. e Usi na de Energia Eólica Santo Cristo S.A.
(b) Holding de 5 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 e Bandeirantes Solar II, para as quais está em estudo a manutenção ou extinção das SPEs.

1.1.3. Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	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

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 15.3.

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
	Contrato de concessão nº 125/2001 – UHE Fundão	70%	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 – UHE Santa Clara		10.05.2040
Elejor	CGHs Fundão I e Santa Clara I		(a)
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 – UHE Dona Francisca	23%	21.09.2037
Usina de Energia Eólica São João S.A.	Portaria MME nº 173 /2012 – EOL São João	49%	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A.	Portaria MME nº 204 /2012 – EOL Carnaúbas	49%	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A.	Portaria MME nº 230 /2012 – EOL Reduto	49%	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A.	Portaria MME nº 233 /2012 – EOL Santo Cristo	49%	18.04.2047

(a) Empreendimentos tiveram a conversão da autorização em registro, conforme Resoluções Autorizativas nºs 14.744/2023 e 14.745/2023.
Usina Hidrelétrica – UHE
Pequena Central Hidrelétrica - PCH / Central Geradora Hidrelétrica - CGH
Usina Eolioelétrica – EOL

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento
Contrato de Concessão nº 002/2024 - UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) (NE nº 1)	100	19.11.2054
Contrato de Concessão nº 002/2024 - UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) (NE nº 1)	100	19.11.2054
Contrato de Concessão nº 003/2016 – UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	03.01.2053
Autorização - Portaria nº 133/2011 – PCH Cavernoso II (NE nº 37)	100	06.12.2050
Contrato de Concessão nº 002/2012 – UHE Baixo Iguaçu	30	03.12.2049
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 – UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	28.06.2049
Contrato de Concessão nº 001/2011 – UHE Colíder (NE nº 37)	100	30.01.2046
Contrato de Concessão nº 005/2024 - UHE Cavernoso (NE nº 37)	100	23.06.2033
Contrato de Concessão nº 007/2013 - UHE Derivação do Rio Jordão	100	21.06.2032
Autorização – Resolução nº 278/1999 – EOL Palmas (NE nº 37)	100	29.09.2029
Contrato de Concessão nº 004/2024 - UHE Chaminé (NE nº 37)	100	02.08.2028
Contrato de Concessão nº 001/2020 - UHE Guaricana (NE nº 37)	100	21.07.2028
Contrato de Concessão nº 003/2024 - UHE Apucaraninha (NE nº 37)	100	27.01.2027
Contrato de Concessão nº 006/2024 - UHE São Jorge(NE nº 37)	100	24.07.2026
Contrato de Concessão nº 045/1999 - UTE Figueira (NE nº 37)	100	26.03.2019
Despacho nº 182/2002 – Central Geradora Hidrelétrica – CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel) (NE nº 37)	100	–
UHE Marumbi – Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02 (NE nº 37)	100	–
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 – CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)(NE nº 37)	100	–
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		
Nova Asa Branca I – Portaria MME nº 267/2011 – EOL Asa Branca I	100,0	25.04.2046
Nova Asa Branca II – Portaria MME nº 333/2011 – EOL Asa Branca II	100,0	31.05.2046
Nova Asa Branca III – Portaria MME nº 334/2011 – EOL Asa Branca III	100,0	31.05.2046
Nova Eurus IV – Portaria MME nº 273/2011 – EOL Eurus IV	100,0	27.04.2046
Santa Maria – Portaria MME nº 274/2012 – EOL SM	100,0	08.05.2047
Santa Helena – Portaria MME nº 207/2012 – EOL Santa Helena	100,0	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel – Portaria MME nº 201/2012 – EOL Ventos de Santo Uriel	100,0	09.04.2047
GE Boa Vista – Portaria MME nº 276/2011 – EOL Dreen Boa Vista	100,0	28.04.2046
GE Farol – Portaria MME nº 263/2011 – EOL Farol	100,0	20.04.2046
GE Olho D'Água – Portaria MME nº 343/2011 – EOL Dreen Olho D'Água	100,0	01.06.2046
GE São Bento do Norte – Portaria MME nº 310/2011 – EOL Dreen São Bento do Norte	100,0	19.05.2046
Esperança do Nordeste – Portaria MME nº 183/2015 – EOL Esperança do Nordeste	100,0	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste – Portaria MME nº 182/2015 – EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100,0	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada – REA nº 3.257/2011 – EOL GE Jangada	100,0	05.01.2042
Maria Helena – REA nº 3.259/2011 – EOL GE Maria Helena	100,0	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar – Portaria MME nº 179/2015 – EOL Potiguar	100,0	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru – REA nº 3.256/2011 – EOL Dreen Guajiru	100,0	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia – REA nº 3.258/2011 – EOL Dreen Cutia	100,0	05.01.2042

Copel GeT		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 – EOL São Bento do Norte I	100,0	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 – EOL São Bento do Norte II	100,0	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 – EOL São Bento do Norte III	100,0	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 – EOL São Miguel I	100,0	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 – EOL São Miguel II	100,0	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 – EOL São Miguel III	100,0	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 – PCH Arturo Andreoli	36,0	07.07.2034
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa nº 913/2007 – transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100,0	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 1)	Contrato de Concessão de Geração nº 001/2024 - UHE GBM	100,0	19.11.2054
Jandaíra I Energias Renováveis	Portaria nº 140/2020 – EOL Jandaíra I	100,0	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis	Portaria nº 141/2020 – EOL Jandaíra II	100,0	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis	Portaria nº 142/2020 – EOL Jandaíra III	100,0	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis	Portaria nº 139/2020 – EOL Jandaíra IV	100,0	02.04.2055
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 – EOL Vila Maranhão I	100,0	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 – EOL Vila Maranhão II	100,0	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 – EOL Vila Maranhão III	100,0	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 – EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100,0	06.12.2054
Ventos de Vila Paraíba IV SPE S.A	Portaria nº 10/2019 – EOL Vila Ceará I	100,0	14.01.2054
EOL Aventura II	Portaria nº 209/2018 - Aventura II	100,0	05.06.2053
EOL Aventura III	Portaria nº 220/2018 - Aventura III - REA nº 7.820/2019	100,0	11.06.2053
EOL Aventura IV	Portaria nº 215/2018 - Aventura IV	100,0	05.06.2053
EOL Aventura V	Portaria nº 213/2018 - Aventura V	100,0	05.06.2053
EOL SRMN I S.A.	Portaria nº 196/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo I	100,0	04.06.2053
EOL SRMN II S.A.	Portaria nº 194/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo II	100,0	04.06.2053
EOL SRMN III S.A.	Portaria nº 197/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo III	100,0	04.06.2053
EOL SRMN IV S.A.	Portaria nº 188/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo IV	100,0	01.06.2053
EOL SRMN V S.A.	Portaria nº 189/2018 - Santa Rosa e Novo Mundo V - REA 7.783/2019.	100,0	01.06.2053

Concessões de transmissão		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	2028 (b)
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	2028 (c)
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 Cerquilho 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	2028
Contrato nº 002/2013	LT 230 kV Assis – Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2028 (c)
Contrato nº 005/2014	LT 230 kV Bateias – Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2029 (d)
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 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	100	07.04.2046	2026
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias				
Costa Oeste Transmissora	**Contrato nº 001/2012:** LT 230 kV Cascavel Oeste – Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042	2027
Caiuá Transmissora	**Contrato nº 007/2012:** 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	49	10.05.2042	2027
Marumbi Transmissora	**Contrato nº 008/2012:** LT 525 kV Curitiba – Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2027
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 Kv Açailândia – Miranda II	49	10.05.2042	2027
Matrinchã Transmissora	**Contrato nº 012/2012:** LT 500 kV Paranaíta – Cláudia LT 500 kV Cláudia – Paranatinga SE Paranaíta 500 kV SE Cláudia 500 kV	49	10.05.2042	2027
Guaraciaba Transmissora	**Contrato nº 013/2012:** LT 500 kV Paranatinga – Ribeirãozinho LT 500 kV Ribeirãozinho – Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte – Marimbondo II SE Paranatinga 500 kV SE Marimbondo II 500 kV	49	10.05.2042	2027
Paranaíba Transmissora	**Contrato nº 007/2013:** LT 500 kV Barreiras II – Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas – Luziânia LT 500 kV Luziânia – Pirapora 2	24,5	02.05.2043	2028 (c)
Mata de Santa Genebra	**Contrato nº 001/2014:** 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	50,1	14.05.2044	2029 (d)
Cantareira Transmissora	**Contrato nº 019/2014:** LT 500 kV Estreito – Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
Uirapuru Transmissora	**Contrato nº 002/2005:** LT 525 kV Ivaiporã – Londrina	100	04.03.2035	(a)

(a) Não passam por revisão tarifária e a RAP reduziu para 50% no 16º ano.
(b) A Resolução Homologatória nº 3.344/2024 homologou o resultado das Revisões Tarifárias Periódicas da Receita Anual Permitida – RAP dos Contratos de Concessão prorrogados, dentre eles, o Contrato de Concessão nº 060/2001.
(c) A Resolução Homologatória nº 3.342/2024 homologou o resultado complementar das Revisões Tarifárias Periódicas da Receita Anual Permitida - RAP de 2023 dos contratos de concessão licitados, dentre eles os contratos de concessão 006/2008, 002/2013 e 007/2013. Em 2028 ocorrerá a 4ª RTP do contrato de concessão 006/2008, portanto, não haverá mais o recálculo do custo de capital de terceiros deste contrato.
(d) A Resolução Homologatória nº 3.343/2024 homologou o resultado das Revisões Tarifárias Periódicas da Receita Anual Permitida – RAP de 2024 dos contratos de transmissão licitados, dentre eles os contratos de concessão nº 001/2014 e 005/2014.

3. Base de Preparação

3.1. Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras individuais da Controladora e as demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)), atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS" (IFRS® Accounting Standards), incluindo as interpretações emitidas pelo IFRS Interpretations Committee (IFRIC® Interpretations) ou pelo seu órgão antecessor, Standing Interpretations Committee (SIC® Interpretations) e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração em 27.02.2025.

3.2. Base de mensuração

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

3.3. Moeda funcional e de apresentação

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

3.4. 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 da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas, as quais são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente. As áreas que requerem maior nível de julgamento e tem maior complexidade, bem como aquelas nas quais as premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais e consolidadas são as seguintes:

- NEs nºs 4.17 e 37 - Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas: avaliação da venda como altamente provável.
- 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 caixa;
- NEs nºs 4.7 e 15 - Imobilizado: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.8 e 16 - Intangível: previsão de vida útil dos ativos;
- NEs nºs 4.9.1 e 7.3 - Perdas de crédito esperadas: estimativa de valores que não serão recebidos
- NEs nºs 4.9.2 e 15.4 - Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros: definição de premissas, determinação da taxa de desconto e previsão dos fluxos de caixa;
- NEs nºs 4.10 e 26 - Provisões para litígios e passivos contingentes: estimativa de perdas em processos judiciais;
- NEs nºs 4.10 e 12.3.1 - Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins: avaliação dos montantes que podem ser exigidos para devolução aos consumidores;
- NEs nºs 4.11 - Reconhecimento de receita: estimativa de valores não faturados e de margem de construção
- NEs nºs 4.12 e 32.2.10 - Instrumentos financeiros derivativos: marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia;
- NEs nºs 4.13 e 12.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos: previsão de lucros tributáveis futuros para recuperabilidade dos tributos;
- NEs nºs 4.14 e 21 - Benefícios pós-emprego: premissas atuariais para avaliação dos planos previdenciários e assistenciais;
- NEs nºs 4.16 e 24 - Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos: definição da taxa de desconto para os contratos.

3.5 Continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Há expectativa razoável de que a Companhia possui recursos adequados para sua continuidade operacional no futuro próximo e 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 públicas de longo prazo; (ii) valor do patrimônio líquido (iii) 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

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

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. Políticas Contábeis Materiais

As principais políticas contábeis materiais utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente nos exercícios apresentados.

4.1. Base de consolidação

4.1.1. Controladas

As controladas são as entidades em que a Companhia detém o controle. 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. Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos em controladas são contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, sendo, inicialmente, reconhecidos ao custo.

Em uma combinação de negócios, os ativos identificados os passivos e os passivos contingentes adquiridos são mensurados 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), apresentado no investimento nas demonstrações financeiras individuais da empresa adquirente e no ativo intangível nas demonstrações financeiras consolidadas. Quando a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo dos ativos líquidos adquiridos indicar 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 e, portanto, é amortizado pelo período da concessão. O ágio decorrente exclusivamente do reconhecimento contábil do tributo diferido (34%) sobre a mais/menos valia registrada na combinação de negócios se caracteriza como ágio técnico e não é amortizado, apenas testado por *impairment*.

4.1.2. Coligadas, operações em conjunto e empreendimentos controlados em conjunto

Coligadas são as entidades sobre as quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle.

Negócios em conjunto são as entidades sobre as quais a Companhia tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Podem ser classificados como operações em conjunto (joint operations) ou empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures).

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.

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.

Os investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto são contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, sendo, inicialmente, reconhecidos ao custo.

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 ocorre de forma prospectiva.

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. Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes

Compreendem principalmente investimentos em instrumentos patrimoniais mantidos para fins estratégicos de médio a longo prazo, designados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes, uma vez que o reconhecimento de flutuações de curto prazo no valor justo desses investimentos no resultado não estaria em linha com a estratégia da Companhia de manutenção e observação de seu potencial de desempenho no longo prazo.

4.2.4. 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.

4.2.5. 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.

4.2.6. 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

No segmento de distribuição de energia elétrica 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.

Os valores são atualizados até a data do 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. 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 7° do artigo 8° da Lei nº 12.783/2013, a qual 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.

4.4.3. 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. Ativo de contrato

Representado pelo direito contratual da Companhia relacionado à construção 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 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. 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 faz frente aos custos de operação e manutenção incorridos.

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 parcela suficiente para cobrir os gastos de gerenciamento e acompanhamento da obra.

A taxa implícita de remuneração de cada concessão é determinada pela projeção do custo esperado, da margem de lucro na fase de construção e da projeção da RAP a ser recebida, liquida da estimativa da contraprestação variável (PV) e da parcela destinada a remunerar a Operação e Manutenção – O&M. Essa taxa de remuneração é fixada no momento inicial e não se altera durante a performance do contrato.

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 4.11.3), e por sua remuneração financeira (NE nº 4.11.2).

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. Este valor faturado após o cumprimento da performance de O&M é transferido para o ativo financeiro na rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

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.

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. Imobilizado

Correspondem aos direitos que tenham por objeto bens corpóreos destinados à manutenção das atividades da entidade ou exercidos com essa finalidade, inclusive os decorrentes de operações que transfiram a ela os benefícios, os riscos e o controle desses bens.

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. Como referência utiliza-se as taxas definidas pela Aneel, visto que tais taxas foram objeto de estudos técnicos e estatísticos e que representam a melhor estimativa de vida útil de cada bem.

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.

4.8. Intangível

Compreendem principalmente os ativos decorrentes dos contratos de concessão detalhados a seguir, além de valores de direito de concessão/autorização gerados em combinações de negócios (NE nº 4.1.1) e saldos de softwares adquiridos de terceiros ou gerados internamente, que são mensurados pelo custo total de aquisição diminuído das despesas de amortização pelo prazo de cinco anos.

4.8.1. Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica 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.

4.8.2. 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.

4.8.3. 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 nº 4.5).

4.9. Redução ao valor recuperável de ativos – *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.9.1. 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 considerando estimativas 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.

4.9.2. 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 justo líquido da despesa 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, para 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.

4.10. Provisões

Uma provisão é reconhecida quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal 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.

Os valores que correspondem à parcela principal da provisão são reconhecidos no resultado operacional ou no ativo e a atualização monetária, se houver, é reconhecida no resultado financeiro. Provisões socioambientais são registrados em contrapartida ao ativo quando incorridos durante a fase de implantação de empreendimentos ou, ainda, após a entrada em operação comercial, quando considerados condicionantes para obtenção/renovação das licenças de operação e manutenção.

Provisões para desmantelamento ou descomissionamento de ativos, quando atenderem aos critérios de reconhecimento e mensuração, são contabilizadas em contrapartida ao custo do respectivo ativo, a valor presente. O ativo é depreciado juntamente com os itens de imobilizado, enquanto o passivo é reconstituído pela passagem do tempo. Caso haja revisão dos montantes provisionados, se estes não decorrerem apenas da passagem do tempo, são reconhecidos novamente em contrapartida ao custo do ativo e depreciados até o fim da vida útil.

Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos contabilmente, porém são divulgados em nota explicativa quando for provável o reconhecimento de benefícios econômicos futuros, para os ativos, ou quando a probabilidade de saída de recursos for avaliada como possível, no caso dos passivos.

4.11. Reconhecimento da receita

4.11.1. 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 pagá-la 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 e estimativas de preço e volume.

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, por estimativa, com base no último faturamento e/ou considerando a energia contratada e sazonalizada no mês. O contrato de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica prevê compensações de não performance de indicadores de qualidade que, quando incorridas, são contabilizadas em conta redutora da receita de disponibilidade da rede elétrica.

As informações sobre a receita do segmento de transmissão estão descritas na NE nº 4.5.2.

4.11.2. 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 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.

4.11.3. Receita e margem de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica 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 Distribuição terceiriza a construção de infraestrutura de distribuição com partes não relacionadas, por meio de obras realizadas em curto prazo, a margem de construção para a atividade de distribuição de energia resulta em valores não significativos, o que leva ao seu não reconhecimento na receita de construção.

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.12. Instrumentos financeiros derivativos

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.

4.13. 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.

4.14. 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 pós-emprego 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). 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.

4.15. Remuneração baseada em ações

A Companhia opera planos de Incentivos de Longo Prazo – ILP, através dos quais recebe os serviços prestados pelos Participantes Elegíveis (Administradores e/ou Empregados) e estes são liquidados com instrumentos patrimoniais (ações). O valor total da despesa é reconhecido no resultado, na rubrica de pessoal e administradores, com um correspondente aumento no patrimônio líquido, durante o período de aquisição dos direitos (*vesting period*).

O valor reconhecido como despesa é ajustado periodicamente para refletir o número de ações para o qual existe a expectativa de que as condições de tempo e de desempenho serão atendidas, de tal forma que o valor final reconhecido como despesa seja baseado no número de ações que efetivamente atendam às condições na data de aquisição (vesting date). O valor justo dos serviços recebidos é mensurado de forma indireta, tomando por base o valor justo dos instrumentos patrimoniais outorgados, o qual é mensurado na data de outorga das ações e não são efetuados ajustes posteriores para as diferenças entre os resultados esperados e os reais.

4.16. 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.

4.17. Ativos e passivos mantidos para venda e operação descontinuada

A classificação dos ativos e passivos como mantido para venda é efetuada quando a venda é altamente provável, ou seja, quando está disponível para venda imediata nas condições atuais e exista o comprometimento da alta administração com o desinvestimento, com previsão de finalização em até 12 meses a partir da data da reclassificação. A mensuração dos ativos mantidos para venda e passivos associados é realizada pelo valor contábil ou o valor justo líquido das despesas de venda, dos dois o menor. Se o ativo representar uma importante linha separada de negócios, a referida transação é considerada uma operação descontinuada, e seus resultados e fluxos de caixa são apresentados de forma segregada.

4.18. Ações em tesouraria

O valor das ações recompradas pela Companhia e os gastos com a transação incorridos no processo de recompra são registrados no Patrimônio Líquido. Os valores não são atualizados enquanto as ações se mantiverem em tesouraria. Em caso de venda dessas ações, se o resultado apurado, líquido dos gastos com a transação, resultar em ganho, é registrado em reserva de capital. Se houver prejuízo, é registrado na conta que originou os recursos para aquisição.

4.19. Demonstração do Valor Adicionado – DVA

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), individual e consolidada, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. A DVA foi preparada de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações contábeis.

4.20. Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2024

A partir de 1º.01.2024 estão vigentes as alterações de normas a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

(i) CPC 03 / IAS 7 - Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 40 / IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: requisitos para divulgação de acordos de financiamento de fornecedores;

(ii) CPC 26 / IAS 1 - requisitos para classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes e para apresentação de Passivo Não Circulante com Covenants;

(iii) CPC 06 / IFRS 16 - Arrendamentos: alterações relacionadas a operações de "sale and leaseback".

(iv) CPC 09 (R1) - Demonstração do Valor Adicionado: alterações para adequação aos CPCs emitidos posteriormente a emissão da norma.

4.21. Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir dos exercícios seguintes estarão vigentes as normas novas e/ou revisadas abaixo:

(i) CPC 02 / IAS 21 - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio intitulada Falta de Conversibilidade (a partir de 1º.01.2025);

(ii) CPC 18 (R3) - Investimento em Coligada e em Empreendimento Controlado em Conjunto (a partir de 1º.01.2025);

(iii) ICPC 09 (R3) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e aplicação do método de equivalência patrimonial (a partir de 1º.01.2025);

(iv) CPC 48 / IFRS 9 e CPC 40 / IFRS 7 – Classificação e mensuração de instrumentos financeiros e Contratos que tenham como referência energia e cuja geração dependa da natureza (a partir de 1º.01.2026);

(v) IFRS 18 - Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Financeiras (a partir de 1º.01.2027);

(vi) IFRS 19 - Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (a partir de 1º.01.2027);

(vii) OCPC 10 – Créditos de Carbono (tCO2e), Permissões de emissão (allowances) e Crédito de Descarbonização (CBIO) (a partir de 1º.01.2025);

(viii) 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, exceto a IFRS 18, para a qual a Administração está avaliando os impactos de adoção.

5. Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e bancos conta movimento	233	96	174.798	223.298
Aplicações financeiras de liquidez imediata	280.107	2.231.317	3.987.141	5.411.325
	280.340	2.231.413	4.161.939	5.634.623

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

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 se referem a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a Operações Compromissadas que, dependendo da incidência de IOF e do prazo de liquidez negociado no momento da contratação, são remuneradas entre 92,0% e 102,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6. Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	95	93	418.465	410.012
Certificados de Depósitos Bancários – CDB	96% a 101% do CDI	—	—	94.707	85.483
Operação Compromissada	98% do CDI	—	—	16.536	—
		95	**93**	**529.708**	**495.495**
	Circulante	**95**	**93**	**623**	**4.763**
	Não circulante	**—**	**—**	**529.085**	**490.732**

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

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 56 meses a partir do final do período, porém, a maior parte do saldo está registrada no ativo não circulante pois se refere a recursos vinculados à garantia financeira de contratos de longo prazo.

7. Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2024	Saldo 31.12.2023
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema - Copel DIS (a)	1.719.504	421.647	114.527	2.255.678	2.131.227
Fornecimento de energia e Encargos de uso do sistema não faturado - Copel DIS	930.801	—	—	930.801	850.513
Fornecimento de energia - consumidores livres	171.035	1.995	4.486	177.516	217.801
Outros créditos de consumidores	93.041	34.614	59.549	187.204	202.315
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	387.163	2.625	25.886	415.674	471.087
CCEE (7.2)	130.716	—	119.665	250.381	189.713
Encargos de uso do sistema de transmissão	69.384	602	32.356	102.342	86.155
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(12.098)	(12.973)	(215.643)	(240.714)	(282.382)
	3.489.546	**448.510**	**140.826**	**4.078.882**	**3.866.429**
Circulante				**3.962.702**	**3.761.170**
Não circulante				**116.180**	**105.259**

a) Contempla o saldo do parcelamento de débitos da Copel DIS (NE nº 7.1).

7.1. Parcelamento de débitos

	31.12.2024	31.12.2023
Residencial	106.440	123.891
Industrial	77.038	87.323
Comercial	181.104	141.068
Rural	10.058	10.493
Poderes públicos	5.011	13.142
Iluminação pública	454	6.108
Serviço público	2.074	1.685
(-) Ajuste a valor presente	(21.251)	(46.211)
	360.928	**337.499**

Na Copel DIS, o parcelamento de débitos vencidos poderá ser concedido mediante solicitação do consumidor, com base nos critérios e condições que consideram o percentual mínimo de entrada, a quantidade de parcelas, bem como exigências de garantias, a depender do valor do débito.

Os saldos de parcelamentos de débitos, em 31.12.2024, estão a valor presente, e consideram o montante a ser descontado, as datas de vencimento das parcelas e a taxa média ponderada de desconto, em 1,28% a.m. (1,22% a.m. em 31.12.2023).

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.

O saldo vencido, de R$119.665, se refere à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, para os quais foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor, conforme demonstrado na NE n° 7.3. 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. Em maio de 2023 foi proferida sentença pelo Juízo Federal competente, em que se reconheceu os pedidos de forma parcial. A Copel GeT interpôs recurso de apelação ao TRF1 defendendo a extensão do reconhecimento das excludentes para todo período, e renovou o pedido de tutela recursal para manter a sustação dos efeitos sancionatórios e contratuais das deliberações da Aneel, até o julgamento do recurso, o que foi novamente concedido em agosto de 2023 pelo Desembargador Relator. Aguarda-se o processamento e o julgamento do recurso.

7.3. Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Adições	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2023	Adições	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2024
Fornecimento de energia, Encargos de uso do sistema e outros créditos - Copel DIS	119.538	99.685	(85.356)	—	133.867	70.627	(120.871)	—	83.623
Fornecimento de energia e outros créditos - Copel COM	12.532	2.792	—	—	15.324	716	(9.175)	—	6.865
Suprimento de energia - Concessionárias, permissionárias e comercializadoras	9.827	4.533	(834)	—	13.526	21.172	(4.137)	—	30.561
CCEE (7.2)	119.665	—	—	—	119.665	—	—	—	119.665
Distribuição de gás	10.381	286	(329)	(10.338)	—	7.510	—	(7.510)	—
	271.943	**107.296**	**(86.519)**	**(10.338)**	**282.382**	**100.025**	**(134.183)**	**(7.510)**	**240.714**

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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 último reajuste tarifário e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Receita Operacional	Resultado Financeiro		Bandeiras Tarifárias	Balanço Patrimonial	Saldo em 31.12.2024
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda – Itaipu	106.561	73.899	(108.421)	6.754	—	—	78.793
Energia elétrica comprada p/ revenda – CVA Energ	(557.165)	153.184	466.293	(43.429)	(81.008)	—	(62.125)
Transporte de energia pela rede básica	601.157	258.551	(515.559)	58.247	—	—	402.396
Transporte de energia comprada de Itaipu	54.593	15.689	(46.482)	5.770	—	—	29.570
ESS	142.484	128.496	(103.966)	11.938	(66.265)	—	112.687
CDE	1.280	(50.074)	(18.442)	2.446	—	—	(64.790)
Proinfa	(14.495)	(15.485)	23.969	(1.710)	—	—	(7.721)
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 12.3.1)	(702.895)	—	1.317.355	—	—	(1.182.915)	(568.455)
Neutralidade	(19.622)	(395.710)	154.354	(16.008)	—	—	(276.986)
Risco hidrológico	(475.400)	(430.730)	445.336	(20.468)	—	—	(481.262)
Devoluções tarifárias	(181.607)	(97.904)	113.258	(6.703)	—	—	(172.956)
Sobrecontratação	634.193	150.068	(390.911)	25.573	(184.853)	—	234.070
Bônus Itaipu	(3.243)	—	(55.741)	—	—	58.984	—
CDE Eletrobras	(41.882)	66.074	22.929	(4.733)	—	(81.279)	(38.891)
Mecanismo atenuação tarifária	—	(234.789)	—	(7.583)			(242.372)
Outros	(17.004)	(14.608)	13.091	(1.247)	—	—	(19.768)
	(473.045)	**(393.339)**	**1.317.063**	**8.847**	**(332.126)**	**(1.205.210)**	**(1.077.810)**
Ativo circulante	**15.473**						**—**
Ativo não circulante	**15.473**						**—**
Passivo circulante	**(476.103)**						**(935.322)**
Passivo não circulante	**(27.888)**						**(142.488)**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Receita Operacional	Resultado Financeiro		Bandeiras Tarifárias	Balanço Patrimonial	Saldo em 31.12.2023
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	819.649	(70.066)	(702.517)	59.495	—	—	106.561
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(582.059)	(444.221)	555.568	(86.565)	112	—	(557.165)
Transporte de energia pela rede básica	253.766	540.084	(244.243)	51.550	—	—	601.157
Transporte de energia comprada de Itaipu	10.706	50.824	(10.188)	3.251	—	—	54.593
ESS	227.329	271.566	(323.495)	23.651	(56.567)	—	142.484
CDE	200.493	(55.037)	(149.314)	5.138	—	—	1.280
Proinfa	42.078	(32.344)	(22.660)	(1.569)	—	—	(14.495)
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 12.3.1)	(765.573)	—	1.525.351	—	—	(1.462.673)	(702.895)
Neutralidade	98.598	(41.000)	(79.292)	2.072	—	—	(19.622)
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(186)	—	186	—	—	—	—
Risco hidrológico	(524.806)	(431.385)	504.007	(23.216)	—	—	(475.400)
Devoluções tarifárias	(175.460)	(92.589)	96.560	(10.118)	—	—	(181.607)
Sobrecontratação	436.324	327.874	(176.556)	46.848	(297)	—	634.193
Bônus Itaipu	4.943	(68)	(66.026)	(1.076)	—	58.984	(3.243)
Conta escassez hídrica	(71.188)	—	71.188	—	—	—	—
CDE Eletrobras	(184.100)	165.167	24.583	(8.336)	—	(39.196)	(41.882)
Outros	107.629	(13.446)	(108.315)	(2.872)	—	—	(17.004)
	(101.857)	**175.359**	**894.837**	**58.253**	**(56.752)**	**(1.442.885)**	**(473.045)**
Ativo circulante	**190.699**						**15.473**
Ativo não circulante	**190.699**						**15.473**
Passivo circulante	**(433.914)**						**(476.103)**
Passivo não circulante	**(49.341)**						**(27.888)**

9. Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	2.610.731	1.954.679
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.2)	821.804	792.741
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.3)	75.425	71.835
	3.507.960	**2.819.255**
Circulante	**10.609**	**9.354**
Não circulante	**3.497.351**	**2.809.901**

9.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2023	**1.442.819**
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	451.250
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.287)
Reconhecimento do valor justo	62.167
Baixas	(270)
Em 31.12.2023	**1.954.679**
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	578.820
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.927)
Reconhecimento do valor justo	82.424
Baixas	(3.265)
Em 31.12.2024	**2.610.731**

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

Em 1º.01.2023	**766.832**
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(88.461)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	114.370
Em 31.12.2023	**792.741**
Transferências para suprimento de energia elétrica – clientes	(91.737)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	120.800
Em 31.12.2024	**821.804**

Saldo relativo à Bonificação pela Outorga do contrato de concessão da UHE GPS pagos ao Poder Concedente, atualizado pelo IPCA e juros remuneratórios, conforme contrato de concessão firmado em 05.01.2016.

9.3. Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2023	**68.642**
Ajuste ao valor justo	3.193
Em 31.12.2023	**71.835**
Ajuste ao valor justo	3.590
Em 31.12.2024	**75.425**

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 2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, os quais, desde janeiro de 2023, passam por fiscalização por parte da agência reguladora. (NE nº 32.2.1 - e).

10. Ativos de contrato

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	1.701.448	2.201.958
Contratos de concessão de transmissão (10.2)	5.509.461	5.403.103
	7.210.906	**7.605.061**
Circulante	**283.896**	**284.616**
Não circulante	**6.927.010**	**7.320.445**

10.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2023	**2.405.124**	**(72.953)**	**2.332.171**
Adições	2.305.311	—	2.305.311
Participação financeira do consumidor	—	(339.277)	(339.277)
Transferências para o intangível (NE nº 16.1)	(1.888.949)	273.071	(1.615.878)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(507.401)	56.151	(451.250)
Outras transferências	(12.391)	—	(12.391)
Baixas	(16.728)	—	(16.728)
Em 31.12.2023	**2.284.966**	**(83.008)**	**2.201.958**
Adições	2.465.040	—	2.465.040
Participação financeira do consumidor	—	(268.692)	(268.692)
Transferências para o intangível (NE nº 16.1)	(2.303.950)	200.428	(2.103.522)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(630.818)	51.998	(578.820)
Outras transferências	(20)	—	(20)
Baixas	(14.496)	—	(14.496)
Em 31.12.2024	**1.800.722**	**(99.274)**	**1.701.448**

Saldo composto por valores das 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, e que são transferidos para Contas a Receber Vinculados à Concessão e Intangível, na medida em que essas obras são concluídas. Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados durante a fase de construção, totalizaram, em 2024, R$ 19.187, à taxa média de 0,25% a.a. (R$ 19.041, à taxa média de 0,32% a.a., em 2023).

10.2. Contratos de concessão de transmissão

Consolidado	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2023	**3.894.276**	**1.416.200**	**5.310.476**
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	—	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(423.851)	(294.975)	(718.826)
Transferências para o imobilizado	(4.086)	—	(4.086)
Transferência de litígios	(458)	—	(458)
Remuneração	521.308	194.722	716.030
Receita de construção (NE nº 28.1)	85.181	—	85.181
Margem de construção (NE nº 28.1)	1.410	—	1.410
Ganho por eficiência (NE nº 28.1)	12.654	—	12.654
Em 31.12.2023	**4.087.156**	**1.315.947**	**5.403.103**
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	—	722
Transferências para encargos do uso da rede – clientes	(508.832)	(306.596)	(815.428)
Transferências para o imobilizado e intangível	(5.185)	—	(5.185)
Transferência de litígios	(2.994)	—	(2.994)
Remuneração	617.622	188.105	805.727
Receita de construção (NE nº 28.1)	95.610	—	95.610
Margem de construção (NE nº 28.1)	2.040	—	2.040
Ganho por eficiência (NE nº 28.1)	25.863	—	25.863
Em 31.12.2024	**4.312.002**	**1.197.456**	**5.509.458**

Na construção e na operação de infraestrutura de transmissão, podem ocorrer atrasos nas obras, questões ambientais, de servidão e negociações fundiárias, variações nos custos de materiais, além do resultado da revisão/reajuste da Receita Anual Permitida - RAP, entre outros, e que possivelmente impactam a lucratividade do negócio. Na fase de construção, essas ocorrências podem provocar alterações no projeto original, sendo os valores, positivos ou negativos, reconhecidos diretamente no resultado durante sua execução. Na fase de operação e manutenção dos ativos, a parte da RAP relacionada à performance (parcela variável), é reconhecida à medida em que os serviços são executados.

Em julho de 2024 a Aneel homologou a revisão tarifária de parte dos contratos de concessão de transmissão da Copel GeT, com impacto negativo de R$ 44.402, principalmente pela avaliação do Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos compensada parcialmente pelo incremento de RAP de reforços e melhorias realizados no último ciclo. A Copel encaminhou recurso administrativo à Aneel solicitando a revisão dos valores. Em 2023, a revisão tarifária de alguns contratos da Copel GET apurou ganho de R$ 4.014.

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/Aneel que tratou da análise dos pedidos de reconsideração sobre pagamento do componente financeiro e reperfilamento do Ativo RBSE. A Aneel ainda não deliberou a respeito desses pedidos, de modo que os valores homologados, por meio da Resolução Homologatória Aneel nº 2.847 de 22.04.2021, seguem vigentes e contabilmente apropriados.

O quadro abaixo apresenta as premissas adotadas para o cálculo do ativo e contrato:

	31.12.2024			31.12.2023		
	Ativo concessões	Ativo RBSE		Ativo concessões	Ativo RBSE	
		Financeiro	Econômico		Financeiro	Econômico
Margem de construção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	N/A	1,65%	N/A	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,62% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,60% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA	IPCA (b)	IPCA	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória (c)	611.620	209.055	115.920	574.028	201.158	157.525

(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.
(c) Incremento na parcela financeira da RAP dos ativos RBSE, devido ao reperfilamento definido pela Resolução Homologatória nº 2.847/2021.

11. Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Alienação de participação societária (a)	596.203	—	596.203	—
Repasse CDE (b)	—	—	325.657	133.375
Alienações de bens e direitos (c)	—	—	315.436	17.972
Serviços em curso (d)	3.056	1.660	239.474	328.972
Adiantamentos contratuais a fornecedores	—	—	44.624	15.371
Alienações e desativações em curso	—	7	35.676	48.285
Adiantamento a empregados	256	373	12.536	17.333
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica (e)	—	—	—	61.317
Outros créditos	534	409	61.914	78.763
	600.049	**2.449**	**1.631.520**	**701.388**
Circulante	**301.929**	**2.431**	**949.674**	**570.471**
Não circulante	**298.120**	**18**	**681.846**	**130.917**

(a) Saldo decorrente da conclusão do desinvestimento da Compagas, descrito na NE nº 37.
(b) Saldo a receber da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários (Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013), sendo a quota mensal estipulada em Reajuste/Revisão Tarifária Anual. Mensalmente, a Companhia constitui estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário.
(c) Contempla o saldo decorrente da alienação de ativos descrita na NE nº 29.6.1.
(d) Os Serviços em curso se referem, em sua maioria, aos gastos relacionados aos projetos em execução relacionados a projetos de P&D e PEE que, após concluídos, são compensados com o respectivo passivo (NE nº 22).
(e) O saldo foi reclassificado para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

12. Tributos

12.1. Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2023	Reconhecido no resultado: Operação Continuada	Reconhecido no resultado: Operação Descontinuada	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2024
Ativo não circulante								
Provisões para litígios	273.514	19.634	—	293.148	(222.710)	—	—	70.438
Perdas de créditos esperadas	49.443	(4.851)	—	44.592	—	—	—	44.592
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	16.271	(297)	—	15.974	235.796	(236.370)	—	15.400
Benefícios pós-emprego	9.125	(187)	8.528	17.466	28	—	(3.224)	14.270
Programa de desligamentos voluntários	546	5.659	—	6.205	(4.743)	—	—	1.462
Outros	15.260	2.560	—	17.820	2.271	—	—	20.091
	364.159	**22.518**	**8.528**	**395.205**	**10.642**	**(236.370)**	**(3.224)**	**166.253**
(-) Passivo não circulante								
Atualização de depósitos judiciais	23.867	2.645	—	26.512	(694)	—	—	25.818
Direito de uso de ativos	1.556	716	—	2.272	75	—	—	2.347
Instrumentos financeiros	4.859	2.077	—	6.936	(5.384)	—	—	1.552
	30.282	**5.438**	**—**	**35.720**	**(6.003)**	**—**	**—**	**29.717**
Líquido	**333.877**	**17.080**	**8.528**	**359.485**	**16.645**	**(236.370)**	**(3.224)**	**136.536**

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reclassificação (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2023	Reconhecido no resultado: Operação Continuada	Reconhecido no resultado: Operação Descontinuada	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2024
Ativo não circulante										
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	629.427	19.985	—	—	—	649.412	(112.012)	—	—	537.400
Benefícios pós-emprego	363.297	14.774	—	(2.466)	129.007	504.612	12.801	—	(123.578)	393.835
Provisões para litígios	635.048	(41.717)	4.643	(5.496)	—	592.478	(294.225)	—	—	298.253
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	195.062	(55.382)	(124)	(36.271)	—	103.285	345.316	(229.063)	—	219.538
Impairment	295.789	(73.376)	—	(9.126)	—	213.287	3.696	—	—	216.983
Valor justo na compra e venda de energia	251.160	5.060	—	—	—	256.220	125.049	—	—	131.171
Perdas de créditos esperadas	139.737	1.852	—	(633)	—	140.956	(13.371)	—	—	127.585
Passivo de arrendamentos	74.783	(121)	—	—	—	74.662	(648)	—	—	74.014
Provisões por desempenho e participação nos lucros	14.914	35.889	—	—	—	50.803	9.303	—	—	60.106
Amortização do direito de concessão	57.649	5.220	—	—	—	62.869	5.220	(18.345)	—	49.744
Programa de desligamentos voluntários	479	207.330	—	—	—	207.809	(170.230)	—	—	37.579
Provisão para P&D e PEE	127.083	(59.818)	—	—	—	67.265	(49.705)	—	—	17.560
Contratos de concessão	18.702	(1.069)	—	—	—	17.633	(1.069)	—	—	16.564
Tributos com exigibilidade suspensa	82.181	7.672	—	—	—	89.853	(89.853)	—	—	—
Outros	123.861	5.011	—	—	—	128.872	20.697	—	—	149.569
	3.009.172	**71.310**	**4.519**	**(53.992)**	**129.007**	**3.160.016**	**(459.129)**	**(247.408)**	**(123.578)**	**2.329.901**
(-) Passivo não circulante										
Contratos de concessão	1.848.548	6.891	209.086	(38.064)	—	2.026.461	46.243	—	—	2.072.704
Custo atribuído ao imobilizado	307.687	(16.769)	—	—	—	290.918	(17.773)	—	—	273.145
Valor justo na compra e venda de energia	367.798	6.775	—	—	—	374.573	(137.495)	—	—	237.078
Depreciação acelerada	128.156	18.382	—	—	—	146.538	15.907	—	—	162.445
Direito de uso de ativos	71.877	(1.552)	—	—	—	70.325	(881)	—	—	69.444
Atualização de depósitos judiciais	72.827	12.063	—	—	—	84.890	(36.502)	—	—	48.388
Custo de transação – empréstimos e debêntures	30.316	11.348	—	—	—	41.664	5.837	—	—	47.501
Outros	55.346	17.125	—	(16.552)	(2.167)	53.752	86.971	—	(243)	140.480
	2.882.555	**54.263**	**209.086**	**(54.616)**	**(2.167)**	**3.089.121**	**(37.693)**	**—**	**(243)**	**3.051.185**
Líquido	**126.617**	**17.047**	**(204.567)**	**624**	**131.174**	**70.895**	**(421.436)**	**(247.408)**	**(123.335)**	**(721.284)**
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.644.299					1.757.688				1.174.175
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.517.682)					(1.686.793)				(1.895.459)

(a) Efeitos principalmente de combinação de negócios ocorridas em 2023.

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, de acordo com as projeções de resultados futuros.

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.

Seguem os itens que foram base para constituição dos principais créditos da Companhia, 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, depreciação, baixa ou alienação 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, considerando o limite estabelecido na legislação; e
- 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
2025	30.652	(1.239)	809.501	(279.866)
2026	9.251	(1.219)	367.203	(275.691)
2027	9.121	(1.220)	115.852	(244.572)
2028	8.778	(1.164)	60.375	(230.246)
2029	8.756	(1.143)	43.220	(201.961)
2030 a 2032	25.241	(3.453)	123.022	(460.997)
Após 2032	74.454	(20.279)	810.728	(1.357.851)
	166.253	**(29.717)**	**2.329.901**	**(3.051.185)**

12.1.2. Créditos fiscais não reconhecidos

Além dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos registrados no ativo, em 31.12.2024 a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R$ 105.311 (R$ 87.410 em 31.12.2023) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos, principalmente na Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (subsidiária da Copel GeT).

12.2. Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	—	—	166.339	158.010
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	—	—	816.863	784.593
Outros tributos a compensar	—	—	11.416	740
	—	**—**	**994.618**	**943.343**
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	—	—	221.313	190.229
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	42.126	41.078	1.011.036	1.982.826
Outros tributos a compensar	—	—	88.177	83.101
	42.126	**41.078**	**1.320.526**	**2.256.156**
Passivo circulante				
ICMS a recolher	—	—	189.102	194.734
Parcelamento ICMS (b)	—	—	4.712	11.365
PIS/Pasep e Cofins a recolher	—	—	31.033	34.616
IRRF sobre JSCP	—	—	—	31.200
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	—	—	66.852	62.420
Outros tributos	614	476	10.646	11.748
	614	**476**	**302.345**	**346.083**
Passivo não circulante				
INSS a recolher – liminar sobre depósito judicial (c)	—	4.030	—	264.868
ICMS a recolher	—	—	10.965	—
Parcelamento ICMS (b)	—	—	7.251	29.921
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert	—	—	272.979	317.304
	—	**4.030**	**291.195**	**612.093**

Saldos de ativos e passivos apresentados de forma líquida, considerando o direito e a intenção da Companhia de realizar o ativo e o passivo em bases líquidas.
(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nº 12.3)
(b) Parcelamento de créditos tributários de ICMS do Estado do Paraná, com prazo de pagamento até setembro de 2027.
(c) Em março de 2024, finalizadas as controvérsias, os saldos foram baixados em contrapartida do saldo de depósito judicial registrado no ativo (NE nº 13)

12.3. Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS – Copel Distribuição

Saldo decorrente do trânsito em julgado ocorrido em junho de 2020, referente ação movida pela Copel DIS em 2009, que reconheceu o direito de excluir da base de cálculo do PIS e da Cofins o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída e reconheceu que a prescrição, neste caso, é quinquenal e que, portanto, a Copel DIS 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, portanto de agosto de 2004 a junho de 2020.

O crédito tributário atualizado no ativo, após a habilitação dos créditos junto à Receita Federal, vem sendo recuperado através da compensação com tributos a recolher, desde junho de 2021 para o crédito da Cofins, e desde janeiro de 2024 para o crédito do PIS.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo.

Em 1º.01.2023	**3.484.616**
Atualização monetária	256.492
Compensação com tributos a recolher	(1.075.244)
Em 31.12.2023	**2.665.864**
Atualização monetária	144.444
Compensação com tributos a recolher	(1.087.281)
Em 31.12.2024	**1.723.027**
Circulante	804.084
Não circulante	918.943

O ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais, respeitando os prazos e limites estabelecidos pela legislação tributária vigente.

12.3.1. PIS e Cofins a restituir para consumidores e Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins

Em junho de 2020 a Copel DIS registrou passivo de PIS e Cofins a restituir para os consumidores referente à recuperação de crédito tributário dos últimos 10 anos a contar da data do trânsito em julgado da ação movida pela Companhia, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais.

Em junho de 2022, devido aos efeitos da publicação da Lei Federal nº 14.385/2022, a Copel DIS, ouvindo a opinião dos seus assessores legais externos e baseado na avaliação do risco, efetuou o reconhecimento de provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação, portanto de 2004 a 2010.

Os valores vêm sendo restituídos aos consumidores, via processo tarifário, à medida que os créditos tributários no ativo são compensados. Em 24.06.2024, a Resolução Homologatória Aneel nº 3.336/2024 determinou a devolução ao consumidor o montante de R$ 1.182.915, com efeito redutor na tarifa durante a vigência do ciclo tarifário 2024-2025. Deste modo, foi consumido o saldo remanescente do passivo a restituir para consumidores e a diferença foi baixada da provisão para destinação dos créditos de Pis e Cofins.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do passivo e da provisão:

	Passivo a restituir para consumidores	Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins	Total
Em 1º.01.2023	**1.995.158**	**1.851.257**	**3.846.415**
Atualização monetária	199.241	58.518	257.759
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais	(1.462.673)	—	(1.462.673)
Em 31.12.2023	**731.726**	**1.909.775**	**2.641.501**
Atualização monetária	78.675	43.327	122.002
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais	(810.401)	(372.514)	(1.182.915)
Em 31.12.2024	**—**	**1.580.588**	**1.580.588**
Circulante	**—**	**580.000**	**580.000**
Não circulante	**—**	**1.000.588**	**1.000.588**

Em relação à provisão referente ao período controverso, a Companhia avalia as medidas cabíveis, inclusive judiciais, considerando a proteção conferida à coisa julgada, bem como os prazos de prescrição e decadência aplicáveis.

Concomitantemente, 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. Em 04.09.2024 os ministros formaram maioria pela constitucionalidade da lei. Entretanto, a respeito do prazo de prescrição para a cobrança dos valores pelos consumidores, até o momento cinco ministros votaram pela aplicação do prazo decenal (10 anos), em linha com o entendimento da Administração da Copel, e dois ministros votaram pela aplicação do prazo quinquenal (5 anos). O julgamento se encontra suspenso pelo pedido de vista do Ministro Luis Roberto Barroso. A Companhia aguarda a finalização do julgamento.

12.4. Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Lucro antes do IRPJ e CSLL	**2.322.564**	**2.146.734**	**2.907.234**	**2.489.724**
(-) Resultado de participações societárias (a)	(1.513.626)	(1.237.848)	(281.202)	(307.809)
	808.938	**908.886**	**2.626.032**	**2.181.915**
IRPJ e CSLL (34%)	**(275.039)**	**(309.021)**	**(892.851)**	**(741.851)**
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre capital próprio	300.220	325.720	300.220	325.720
Dividendos	388	453	388	453
Despesas indedutíveis	(2.239)	(5.844)	(24.957)	(22.701)
Incentivos fiscais	23	12	4.251	9.905
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	—	—	(17.878)	(24.345)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	—	—	(29.949)	18.844
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de indébitos tributários	—	—	48.918	87.207
Outros	24	23	12.423	(7.289)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	**23.377**	**11.343**	**(599.435)**	**(354.057)**
Alíquota efetiva – %	-2,9 %	-1,2 %	22,8 %	16,2 %

(a) Na controladora contempla o saldo de equivalência patrimonial ajustada pelos valores reconhecidos como receita de juros sobre o capital próprio (JCSP) de subsidiárias e pela provisão para as perdas em controladas.

No que diz respeito às incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro, a Companhia efetuou as avaliações e concluiu que é mais provável do que não que os tratamentos sejam aceitos pela autoridade fiscal.

12.5. Reforma tributária do consumo

Em dezembro de 2023 foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132 que estabeleceu a Reforma Tributária no âmbito do consumo. O novo modelo adota um sistema de IVA repartido ("IVA dual") com duas competências: uma federal (Contribuição sobre Bens e Serviços - CBS) que substituirá o PIS e a COFINS e uma subnacional (Imposto sobre Bens e Serviços - IBS) que substituirá o ICMS e o ISS. Além disso, foi criado o Imposto Seletivo ("IS"), de competência federal, que incidirá sobre a produção, extração, comercialização ou importação de bens e serviços prejudiciais à saúde e ao meio ambiente, conforme definido em lei complementar.

Em 16.01.2025 foi sancionada a Lei Complementar - LC nº 124 que regulamenta parte da reforma tributária. Ainda se encontra sob análise do Senado Federal o Projeto de Lei Complementar nº 108/2024 que finalizará a regulamentação.

A Reforma prevê um período de transição de 2026 a 2032 em que os sistemas tributários atual e novo coexistirão.

No setor elétrico, a LC nº 124 prevê o diferimento da tributação da CBS e do IBS ao longo da cadeia produtiva, de forma que a tributação ocorrerá apenas na operação com o consumidor final. Essa medida deverá reduzir significativamente os impactos da reforma para o setor.

Adicionalmente, considerando a previsão expressa na lei e nos contratos de concessão quanto ao reequilíbrio econômico financeiro para concessões de serviço público, a Companhia espera que os impactos da reforma sejam reduzidos para seus negócios.

Sobre o IS, considerando a matriz de energia renovável da Companhia, não se espera impactos relevantes.

No entanto os efeitos completos da Reforma sobre a apuração dos tributos mencionados só serão totalmente conhecidos após a conclusão da regulamentação dos temas pendentes por lei complementar e da definição da alíquota de referência. Assim, não há impacto da Reforma nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2024.

13. Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Fiscais (a)	133.656	142.221	229.141	482.002
Trabalhistas	1.827	741	88.398	84.107
Cíveis	—	—	47.919	43.081
Servidões de passagem	—	—	21.564	19.340
Consumidores	—	—	5.865	5.723
Outros	1.194	409	1.477	459
	136.677	**143.371**	**394.364**	**634.712**

(a) Em março de 2024, parte do saldo foi baixado em contrapartida ao passivo de INSS a recolher (NE 12.2).

14. Investimentos

14.1. Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ ou Afac	Dividendos e JSCP	Outros (b)	Saldo em 31.12.2024
Controladas							
Copel GeT	12.551.604	1.518.678	69.138	600.000	(500.000)	—	14.239.420
Copel DIS	6.782.865	1.134.022	163.531	—	(415.000)	166	7.665.584
Copel SER	54.323	(4.352)	149	13.150	—	—	63.270
Copel COM	342.204	44.084	960	—	(98.622)	—	288.626
Elejor (14.2)	—	333	(333)	—	—	—	—
Elejor – direito de concessão	9.235	—	—	—	—	(755)	8.480
	19.740.231	**2.692.765**	**233.445**	**613.150**	**(1.013.622)**	**(589)**	**22.265.380**
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltalia São Miguel do Gostoso I (14.3)	117.484	(1.259)	—	—	—	—	116.225
Voltalia São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.570	—	—	—	—	(367)	8.203
Solar Paraná	7.209	215	—	—	(89)	—	7.335
	133.263	**(1.044)**	**—**	**—**	**(89)**	**(367)**	**131.763**
Coligadas							
Dona Francisca Energética (14.4)	30.812	5.354	—	—	(1.441)	—	34.725
Carbocampel	1.931	(2)	—	—	—	(1.929)	—
	32.743	**5.352**	**—**	**—**	**(1.441)**	**(1.929)**	**34.725**
	19.906.237	**2.697.073**	**233.445**	**613.150**	**(1.015.152)**	**(2.885)**	**22.431.868**

(a) Valores ajustados em função do passivo a descoberto de Controladas e dos efeitos da operação descontinuada.
(b) Amortização do direito de concessão/autorização, efeitos do ILP na Copel DIS e alienação da Carbocampel.

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ ou Afac	Amortização	Dividendos e JSCP	Reclassificação (b)	Saldo em 31.12.2023
Controladas								
Copel GeT	12.790.070	1.681.171	(55.319)	—	—	(1.667.753)	(196.565)	12.551.604
Copel DIS	6.610.274	569.120	(179.729)	13.000	—	(229.800)	—	6.782.865
Copel SER	8.635	(3.262)	—	48.950	—	—	—	54.323
Copel COM	418.780	105.550	16	—	—	(182.142)	—	342.204
UEG Araucária (NE nº 37)	55.414	10.046	62	—	—	—	(65.522)	—
Compagás (NE nº 37)	284.135	60.556	686	—	—	(79.269)	(266.108)	—
Elejor (14.2)	—	2.942	(2.942)	—	—	—	—	—
Elejor – direito de concessão	9.990	—	—	—	(755)	—	—	9.235
	20.177.298	**2.426.123**	**(237.226)**	**61.950**	**(755)**	**(2.158.964)**	**(528.195)**	**19.740.231**
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (14.3)	115.976	1.508	—	—	—	—	—	117.484
Voltalia São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.937	—	—	—	(367)	—	—	8.570
Solar Paraná	7.156	361	—	—	—	(308)	—	7.209
	132.069	**1.869**	**—**	**—**	**(367)**	**(308)**	**—**	**133.263**
Coligadas								
Dona Francisca Energética (14.4)	28.043	5.353	—	—	—	(2.584)	—	30.812
Carbocampel	1.934	(3)	—	—	—	—	—	1.931
	29.977	**5.350**	**—**	**—**	**—**	**(2.584)**	**—**	**32.743**
	20.339.344	**2.433.342**	**(237.226)**	**61.950**	**(1.122)**	**(2.161.856)**	**(528.195)**	**19.906.237**

(a) Valores ajustados em função do passivo a descoberto de Controladas e dos efeitos da operação descontinuada.
(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

Consolidado	1º.01.2024	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)						
Voltalia São Miguel do Gostoso I	117.484	(1.259)	—	—	—	116.225
Voltalia São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.570	—	—	—	(367)	8.203
Caiuá	133.074	12.641	—	(7.017)	—	138.698
Integração Maranhense	212.060	18.623	—	(16.209)	—	214.474
Matrinchã	994.999	79.117	—	(44.918)	—	1.029.198
Guaraciaba	492.083	31.193	—	(5.362)	—	517.914
Paranaíba	292.022	29.908	—	(8.324)	—	313.606
Mata de Santa Genebra	736.685	48.533	(37.129)	(53.038)	—	695.051
Cantareira	468.311	42.448	—	(23.840)	—	486.919
Solar Paraná	7.209	215	—	(89)	—	7.335
	3.462.497	**261.419**	**(37.129)**	**(158.797)**	**(367)**	**3.527.623**
Coligadas						
Dona Francisca Energética (14.4)	30.812	5.354	—	(1.441)	—	34.725
Foz do Chopim Energética (14.4)	16.113	14.431	—	(15.398)	—	15.146
Carbocampel	1.931	(2)	—	—	(1.929)	—
	48.856	**19.783**	**—**	**(16.839)**	**(1.929)**	**49.871**
Propriedades para investimento	**444**	**—**	**—**	**—**	**(1)**	**443**
	3.511.797	**281.202**	**(37.129)**	**(175.636)**	**(2.297)**	**3.577.937**

(a) Amortização do direito de autorização e alienação da Carbocampel.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Equivalência patrimonial	Aporte e/ ou Afac	Amortização	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2023
Empreendimentos controlados em conjunto (14.3)							
Voltalia São Miguel do Gostoso I	115.976	1.508	—	—	—	—	117.484
Voltalia São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.937	—	—	(367)	—	—	8.570
Caiuá	125.297	12.263	—	—	(4.486)	—	133.074
Integração Maranhense	192.502	24.218	10.780	—	(15.440)	—	212.060
Matrinchã	931.528	77.493	—	—	(14.022)	—	994.999
Guaraciaba	467.099	30.871	—	—	(5.887)	—	492.083
Paranaíba	263.979	36.269	—	—	(8.226)	—	292.022
Mata de Santa Genebra	692.260	58.262	—	—	(13.837)	—	736.685
Cantareira	473.369	44.563	—	—	(49.621)	—	468.311
Solar Paraná	7.156	361	—	—	(308)	—	7.209
	3.278.103	**285.808**	**10.780**	**(367)**	**(111.827)**	**—**	**3.462.497**
Coligadas							
Dona Francisca Energética (14.4)	28.043	5.353	—	—	(2.584)	—	30.812
Foz do Chopim Energética (14.4)	17.116	16.651	—	—	(17.654)	—	16.113
Carbocampel	1.934	(3)	—	—	—	—	1.931
	47.093	**22.001**	**—**	**—**	**(20.238)**	**—**	**48.856**
Propriedades para investimento	**535**	**—**	**—**	**(3)**	**—**	**(88)**	**444**
	3.325.731	**307.809**	**10.780**	**(370)**	**(132.065)**	**(88)**	**3.511.797**

(a) Transferências para Ativo de contrato, Intangível e Outros créditos (bens destinados a alienação).

14.2. Controladas com participação de não controladores

14.2.1. Informações financeiras resumidas

Saldo em	Elejor	
	31.12.2024	31.12.2023
ATIVO	**748.720**	**804.150**
Ativo circulante	124.996	209.323
Ativo não circulante	623.724	594.827
PASSIVO	**748.720**	**804.150**
Passivo circulante	114.110	109.350
Passivo não circulante	760.550	730.939
Patrimônio líquido	(125.940)	(36.139)
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	91.418	140.757
Custos e despesas operacionais	(102.299)	(92.793)
Resultado financeiro	(124.476)	(43.569)
Imposto de renda e contribuição social	46.029	(1.487)
Lucro líquido (prejuízo) do período	(89.328)	2.908
Outros resultados abrangentes	(475)	(4.206)
Resultado abrangente do período	(89.803)	(1.298)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA		
Fluxo de caixa das atividades operacionais	(58.715)	(14.772)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(10.747)	(4.600)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(69.462)**	**(19.372)**
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	166.544	185.916
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	97.082	166.544
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(69.462)**	**(19.372)**

Os saldos apresentados no quadro acima consideram os valores da empresa antes de qualquer eliminação de saldos *intercompany*. O resultado negativo da Elejor é decorrente da redução dos preços da energia e do reflexo da atualização monetária pelo IGPM sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão.

14.2.2. Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagas 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1º.01.2023	**272.995**	**(10.451)**	**51.317**	**313.861**
Lucro líquido do exercício	58.181	873	9.304	68.358
Outros resultados abrangentes	660	(1.263)	57	(546)
Dividendos	(13.997)	—	—	(13.997)
Distribuição de dividendos com lucros retidos	(62.162)	—	—	(62.162)
Em 31.12.2023	**255.677**	**(10.841)**	**60.678**	**305.514**
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	23.823	(26.800)	(7.284)	(10.261)
Outros resultados abrangentes	—	(142)	—	(142)
Dividendos	(33.695)	—	—	(33.695)
Alienação de participação societária (NE nº 37)	(245.805)	—	(53.394)	(299.199)
Em 31.12.2024	**—**	**(37.783)**	**—**	**(37.783)**

14.3. Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

Saldo em 31.12.2024	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
ATIVO	**237.464**	**344.626**	**598.513**	**3.017.103**	**1.622.959**	**2.097.314**	**3.747.356**	**1.831.108**
Ativo circulante	**9.567**	**47.085**	**71.991**	**414.369**	**218.490**	**258.995**	**559.575**	**184.550**
Caixa e equivalentes de caixa	9.142	17.119	11.248	94.290	48.521	51.417	20.964	18.432
Outros ativos circulantes	425	29.966	60.743	320.079	169.969	207.578	538.611	166.118
Ativo não circulante	**227.897**	**297.541**	**526.522**	**2.602.734**	**1.404.469**	**1.838.319**	**3.187.781**	**1.646.558**
PASSIVO	**237.464**	**344.626**	**598.513**	**3.017.103**	**1.622.959**	**2.097.314**	**3.747.356**	**1.831.108**
Passivo circulante	**273**	**20.660**	**18.337**	**135.403**	**139.960**	**128.717**	**121.565**	**85.003**
Passivos financeiros	—	5.735	8.080	97.571	61.058	73.612	87.054	45.666
Outros passivos circulantes	273	14.925	10.257	37.832	78.902	55.105	34.511	39.337
Passivo não circulante	**—**	**40.911**	**142.477**	**781.295**	**426.030**	**688.575**	**2.238.465**	**752.391**
Passivos financeiros	—	17.921	25.231	446.594	307.648	354.756	1.696.683	375.612
Outros passivos não circulantes	—	22.990	117.246	334.701	118.382	333.819	541.782	376.779
Patrimônio líquido	**237.191**	**283.055**	**437.699**	**2.100.405**	**1.056.969**	**1.280.022**	**1.387.326**	**993.714**
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	—	37.505	61.094	333.128	167.286	238.796	391.009	178.483
Custos e despesas operacionais	(94)	(7.875)	(12.148)	(80.106)	(36.486)	(28.129)	(69.978)	(10.429)
Despesas de juros	—	(2.398)	(3.489)	(62.453)	(39.522)	(46.671)	(114.310)	(42.033)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	964	2.542	2.177	18.123	8.226	7.765	(59.962)	4.578
Equivalência patrimonial	(3.273)	—	—	—	—	—	—	—
Imposto de renda e contribuição social	(266)	(3.977)	(9.629)	(47.228)	(35.843)	(49.686)	(49.887)	(43.969)
Lucro líquido do exercício	**(2.669)**	**25.797**	**38.005**		**63.661**	**122.075**	**96.872**	**86.630**
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado abrangente do período	**(2.669)**	**25.797**	**38.005**	**161.464**	**63.661**	**122.075**	**96.872**	**86.630**
Participação no empreendimento – %	49,0 %	49,0 %	49,0 %	49,0 %	49,0 %	24,50 %	50,10%	49,0 %
Valor contábil do investimento	116.225	138.698	214.474	1.029.198	517.914	313.606	695.051	486.919

Saldo em 31.12.2023	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
ATIVO	**239.779**	**335.003**	**585.668**	**2.984.765**	**1.611.484**	**2.047.430**	**3.768.174**	**1.799.642**
Ativo circulante	**9.535**	**42.176**	**68.873**	**432.126**	**209.444**	**255.100**	**689.261**	**182.210**
Caixa e equivalentes de caixa	9.378	13.592	9.247	129.197	52.346	58.781	23.560	23.092
Outros ativos circulantes	157	28.584	59.626	302.929	157.098	196.319	665.701	159.118
Ativo não circulante	**230.244**	**292.827**	**516.795**	**2.552.639**	**1.402.040**	**1.792.330**	**3.078.913**	**1.617.432**
PASSIVO	**239.779**	**335.003**	**585.668**	**2.984.765**	**1.611.484**	**2.047.430**	**3.768.174**	**1.799.642**
Passivo Circulante	**17**	**18.076**	**12.559**	**172.783**	**147.180**	**142.254**	**115.975**	**82.109**
Passivos financeiros	—	5.710	8.047	133.551	46.632	71.258	77.365	43.716
Outros passivos circulantes	17	12.366	4.512	39.232	100.548	70.996	38.610	38.393
Passivo não circulante	**—**	**45.349**	**140.334**	**781.369**	**460.052**	**713.251**	**2.181.769**	**761.795**
Passivos financeiros	—	23.381	32.919	493.603	360.398	416.535	1.685.717	410.552
Outros passivos não circulantes	—	21.968	107.415	287.766	99.654	296.716	496.052	351.243
Patrimônio líquido	**239.762**	**271.578**	**432.775**	**2.030.613**	**1.004.252**	**1.191.925**	**1.470.430**	**955.738**
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	—	36.562	63.370	313.948	165.557	282.153	393.463	177.852
Custos e despesas operacionais	(83)	(7.069)	1.051	(42.853)	(25.321)	(19.808)	(64.658)	(8.992)
Despesas de juros	—	(2.817)	(4.236)	(70.612)	(43.496)	(58.254)	(117.202)	(39.969)
Receitas financeiras e demais despesas financeiras	1.236	2.437	3.970	22.390	8.472	9.899	(36.378)	8.354
Equivalência patrimonial	2.220	—	—	—	—	—	—	—
Imposto de renda e contribuição social	(298)	(4.088)	(14.735)	(64.724)	(42.209)	(65.954)	(58.933)	(46.300)
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	**3.075**	**25.025**	**49.420**	**158.149**	**63.003**	**148.036**	**116.292**	**90.945**
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—	—	—	—	—
Resultado abrangente do exercício	**3.075**	**25.025**	**49.420**	**158.149**	**63.003**	**148.036**	**116.292**	**90.945**
Participação no empreendimento – %	49,00	49,00	49,00	49,00	49,00	24,50	50,10	49,00
Valor contábil do investimento	117.484	133.074	212.060	994.999	492.083	292.022	736.685	468.311

Em 31.12.2024, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R$194.900, enquanto que os passivos contingentes classificados como perda possível equivalem a R$265.270 (R$374.774 em 31.12.2023)

14.4. Informações resumidas das principais coligadas

Saldo em	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
ATIVO	**171.926**	**170.927**	**44.234**	**47.069**
Ativo circulante	18.939	15.403	8.726	9.330
Ativo não circulante	152.987	155.524	35.508	37.739
PASSIVO	**171.926**	**170.927**	**44.234**	**47.069**
Passivo circulante	17.967	19.951	1.888	2.022
Passivo não circulante	3.158	17.189	—	—
Patrimônio líquido	150.801	133.787	42.346	45.047
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	66.349	66.166	53.431	60.593
Depreciação e amortização	(8.812)	(11.026)	(2.692)	(2.634)
Outros custos e despesas operacionais	(30.460)	(25.884)	(8.967)	(9.610)
Resultado financeiro	(1.281)	(3.456)	394	207
Imposto de renda e contribuição social	(2.549)	(2.557)	(1.820)	(2.009)
Lucro líquido do exercício	23.247	23.243	40.346	46.547
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—
Resultado abrangente do exercício	**23.247**	**23.243**	**40.346**	**46.547**
Participação na coligada – %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	34.725	30.812	15.146	16.113

Em 31.12.2024, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R$7.465 (R$2.947 em 31.12.2023).

15. Imobilizado

15.1. Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação	Saldo em 31.12.2024	Custo	Depreciação	Saldo em 31.12.2023
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.869.100	(4.885.663)	1.983.437	8.201.193	(5.068.855)	3.132.338
Máquinas e equipamentos	8.745.054	(3.206.049)	5.539.005	9.790.697	(3.087.977)	6.702.720
Edificações	1.398.552	(933.130)	465.422	2.009.061	(1.176.398)	832.663
Terrenos	388.270	(58.358)	329.912	499.020	(69.256)	429.764
Veículos e aeronaves	12.811	(10.673)	2.138	13.056	(11.120)	1.936
Móveis e utensílios	12.449	(6.880)	5.569	14.296	(8.570)	5.726
(-) *Impairment* (15.4)	—	—	—	(674.077)	—	(674.077)
(-) Obrigações especiais	(19.223)	681	(18.542)	(6.877)	510	(6.367)
	17.407.013	**(9.100.072)**	**8.306.941**	**19.846.369**	**(9.421.666)**	**10.424.703**
Em curso						
Custo	224.635	—	224.635	415.597	—	415.597
(-) *Impairment* (15.4)	(14.879)	—	(14.879)	(14.879)	—	(14.879)
	209.756	**—**	**209.756**	**400.718**	**—**	**400.718**
	17.616.769	**(9.100.072)**	**8.516.697**	**20.247.087**	**(9.421.666)**	**10.825.421**

15.2. Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Aquisições/ *Impairment*	Depreciação	Baixas	Transferências	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2024
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.132.338	—	(137.424)	(2.852)	13.078	(1.021.703)	1.983.437
Máquinas e equipamentos	6.702.720	29.258	(388.447)	(6.992)	196.068	(993.602)	5.539.005
Edificações	832.663	—	(35.563)	(13.341)	32.125	(350.462)	465.422
Terrenos	429.764	—	(12.027)	(7.272)	16.337	(96.890)	329.912
Veículos e aeronaves	1.936	—	(489)	(8)	701	(2)	2.138
Móveis e utensílios	5.726	—	(549)	(287)	948	(269)	5.569
(-) *Impairment* (15.4)	(674.077)	(27.755)	—	—	—	701.832	—
(-) Obrigações especiais	(6.367)	—	470	—	(12.703)	58	(18.542)
	10.424.703	**1.503**	**(574.029)**	**(30.752)**	**246.554**	**(1.761.038)**	**8.306.941**
Em curso							
Custo	415.597	142.584	—	(1.482)	(244.677)	(87.387)	224.635
(-) *Impairment* (15.4)	(14.879)	—	—	—	—	—	(14.879)
	400.718	**142.584**	**—**	**(1.482)**	**(244.677)**	**(87.387)**	**209.756**
	10.825.421	**144.087**	**(574.029)**	**(32.234)**	**1.877**	**(1.848.425)**	**8.516.697**

(a) Reclassificação para Ativos mantidos para venda (NE nº 37).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Aquisições/ *Impairment*	Depreciação	Baixas	Transferências	Efeito de combinação de negócios	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2023
Em serviço								
Reservatórios, barragens, adutoras	3.274.774	—	(142.902)	(14)	480	—	—	3.132.338
Máquinas e equipamentos	5.890.366	—	(389.646)	(2.475)	283.777	1.139.428	(218.730)	6.702.720
Edificações	841.252	—	(36.707)	(517)	37.804	—	(9.169)	832.663
Terrenos	451.524	—	(10.173)	(647)	4.109	—	(15.049)	429.764
Veículos e aeronaves	2.342	—	(458)	(1)	53	—	—	1.936
Móveis e utensílios	6.136	—	(603)	(393)	689	5	(108)	5.726
(-) *Impairment* (15.4)	(785.205)	174.500	—	—	(171.504)	—	108.132	(674.077)
(-) Obrigações especiais	(418)	—	246	—	(6.297)	—	102	(6.367)
	9.680.771	**174.500**	**(580.243)**	**(4.047)**	**149.111**	**1.139.433**	**(134.822)**	**10.424.703**
Em curso								
Custo	575.080	162.540	—	(6.411)	(321.101)	47.675	(42.186)	415.597
(-) *Impairment* (15.4)	(186.383)	—	—	—	171.504	—	—	(14.879)
	388.697	**162.540**	**—**	**(6.411)**	**(149.597)**	**47.675**	**(42.186)**	**400.718**
	10.069.468	**337.040**	**(580.243)**	**(10.458)**	**(486)**	**1.187.108**	**(177.008)**	**10.825.421**

(a) Reclassificação para Ativos mantidos para venda (NE nº 37).

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Em 2024 estes custos totalizaram R$ 2.820 à taxa média de 0,049% a.a. (R$ 2.355, à taxa média de 0,051% a.a. em 2023) na Copel GeT, e de R$ 1.373 taxa média de 1,97% na Copel SER (iniciado em 2024).

15.3. 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 (%)	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2024	31.12.2023
UHE Gov. Jayme Canet Júnior – Mauá Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0 %			
Em serviço			860.522	859.888
(-) Depreciação Acumulada		2,74 %	(336.843)	(313.253)
Em curso			18.112	20.447
			541.791	**567.082**
UHE Baixo Iguaçu	30,0 %			
Em serviço			701.346	697.225
(-) Depreciação Acumulada		3,30 %	(132.481)	(110.039)
Em curso			34.433	42.989
			603.298	**630.175**
			1.145.089	**1.197.257**

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

As unidades geradoras de caixa do segmento geração de energia elétrica são testadas a partir da análise de indicativos de impairment, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no CPC 01 / IAS 36 e da mensuração do valor em uso. A Companhia trata cada um de seus empreendimentos de geração como unidade geradora de caixa independente.

O cálculo do valor em uso baseia-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 é 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 o segmento 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 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 contemplam as seguintes premissas:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxas de desconto específicas para cada tipo de fonte testada, 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; e
- Atualização de encargos regulatórios.

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	*Impairment*/ Reversão	Transferência	31.12.2023	*Impairment*/ Reversão	Reclassificação	Saldo em 31.12.2024
Em serviço							
UHE Colíder	(632.559)	133.653		(498.906)	—	498.906	—
UEGA	(108.132)	108.132		—	—	—	—
Usinas no Paraná	(44.514)	40.847	(171.504)	(175.171)	(27.755)	202.926	—
	(785.205)	**282.632**	**(171.504)**	**(674.077)**	**(27.755)**	**701.832**	**—**
Em curso							
Consórcio Tapajós (a)	(14.879)	—		(14.879)	—	—	(14.879)
Usinas no Paraná	(171.504)	—	171.504	—	—	—	—
	(186.383)	**—**	**171.504**	**(14.879)**	**—**	**—**	**(14.879)**
	(971.588)	**282.632**	**—**	**(688.956)**	**(27.755)**	**701.832**	**(14.879)**

(a) Projeto em desenvolvimento.

Em 2024, a única movimentação de *impairment* e a reclassificação apresentadas se referem às usinas em processo de desinvestimento, conforme detalhado na NE nº 37.

Em 2023, a reversão do impairment da UEGA foi decorrente do processo de desinvestimento (NE nº 37). Para as usinas da Copel não houve indicativos de *impairment* em 2023, exceto para para a UHE Colíder e as usinas do Paraná que, após revisão das premissas à época, principalmente pela melhora nas estimativas de receita, redução dos custos operacionais e redução da taxa de desconto, registraram reversão parcial do saldo de *impairment*. Em 31.12.2023 os testes de recuperabilidade consideraram as taxas reais e após os impostos. A taxa de desconto real e antes dos impostos variou de 5,03% a.a. a 15,54% a.a.

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 real depois dos impostos para avaliação do risco de *impairment* de cada empreendimento.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

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)	8,17 %	85,98 %	81,73 %	77,66 %	–
Complexo Brisa I (b)	8,17 %	76,93 %	72,69 %	68,61 %	–
Complexo Brisa II (c)	8,17 %	70,38 %	65,45 %	60,73 %	–
Complexo Bento Miguel (d)	8,17 %	49,46 %	45,05 %	40,87 %	–
Complexo Cutia (e)	8,17 %	39,32 %	35,53 %	31,92 %	–
Complexo Jandaíra (f)	5,29 %	43,28 %	39,34 %	35,58 %	–
Complexo Vilas (g)	4,94 %	59,50 %	54,94 %	50,57 %	–
Complexo Aventura (h)	4,66 %	47,92 %	43,97 %	40,17 %	–
Complexo Santa Rosa e Mundo Novo (i)	4,66 %	151,84 %	145,11 %	138,65 %	–
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,43 %	78,05 %	72,30 %	66,81 %	–
Segredo	5,43 %	54,22 %	49,51 %	45,01 %	–
Caxias	5,43 %	52,17 %	47,62 %	43,27 %	–
Baixo Iguaçu	5,43 %	3,52 %	1,05 %	- 1,33 %	8.189
Mauá	5,43 %	126,24 %	121,53 %	116,98 %	–
Bela Vista	7,66 %	96,08 %	89,39 %	83,08 %	–
Elejor	8,00 %	27,83 %	24,65 %	21,59 %	–

(a) Usinas GE Boa Vista, GE Farol, GE Olho D'Água e GE São Bento do Norte.
(b) Usinas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III e Nova Eurus IV.
(c) Usinas Santa Maria, Santa Helena e Ventos de Santo Uriel.
(d) 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) Usinas Cutia, Guajiru, Jangada, Maria Helena, Potiguar, Esperança e Paraíso dos Ventos.
(f) Usinas Jandaíra I, Jandaíra II, Jandaíra III e Jandaíra IV
(g) Usinas Potiguar B61, Potiguar B141, Potiguar B142, Potiguar B143 e Ventos de Vila Paraíba IV.
(h) Usinas Aventura II, Aventura III, Aventura IV, Aventura V.
(i) Usinas Santa Rosa e Mundo Novo - SRMN: SRMN I, SRMN II, SRMN III, SRMN IV e SRMN V.

15.5. Taxas de depreciação

Taxas de depreciação (%)	31.12.2024	31.12.2023
Taxas médias do segmento de geração		
Equipamento geral	6,06 %	6,24%
Máquinas e equipamentos	3,29 %	3,87 %
Geradores	3,40 %	3,42 %
Reservatórios, barragens e adutoras	2,26 %	2,64 %
Turbina hidráulica	2,77 %	2,88 %
Unidade de geração eólica	4,85 %	4,94 %
Unidade Fotovoltaica	4,44 %	-
Edificações	2,79 %	3,05 %
Taxas médias para ativos da Administração central		
Edificações	3,34 %	3,33 %
Máquinas e equipamentos de escritório	12,07 %	6,25 %
Móveis e utensílios	6,26 %	6,27 %
Veículos	14,29 %	14,29 %

Para todas as usinas com regime de exploração de PIE, a totalidade dos ativos, inclusive terrenos, vinculados as usinas de geração de energia elétrica hídrica e eólica são depreciados e/ou amortizados de forma linear pela maior taxa entre aquela determinada pela vida útil de cada ativo ou a taxa calculada com base no prazo de concessão de cada usina, sem valor residual ao final da concessão/autorização. Esta prática não se aplica somente na usina de geração hídrica Derivação do Rio Jordão, tendo em vista que o contrato de concessão garante direito a indenização ao final do prazo de concessão.

Tendo em vista a renovação das concessões detalhada na NE nº 1, foi necessário reavaliar a estimativa de vida útil dos ativos existentes das usinas Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias. A mudança de estimativa contábil foi tratada de forma prospectiva, e o impacto no resultado, comparado com a depreciação que seria registrada se não houvesse a renovação das concessões, é de acréscimo no total da depreciação de R$ 1.044 em 2024, de aproximadamente R$ 17 milhões por ano até 2028, R$ 530.126 de 2029 a 2038 e R$ 564.768 de 2039 a 2054.

16. Intangível

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (16.1)	9.788.358	8.317.327
Contratos de concessão/autorização de geração (16.2)	6.775.081	2.801.702
Outros intangíveis (16.3)	60.171	51.060
	16.623.610	**11.170.089**

A Administração não identificou indicativos de perdas pela redução ao valor recuperável de ativos intangíveis.

16.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2023	**10.033.251**	**(2.775.424)**	**7.257.827**
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	1.888.949	(273.071)	1.615.878
Outras transferências	3	—	3
Quotas de amortização - concessão (a)	(641.536)	163.877	(477.659)
Baixas	(78.722)	—	(78.722)
Em 31.12.2023	**11.201.945**	**(2.884.618)**	**8.317.327**
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	2.303.950	(200.428)	2.103.522
Outras transferências	15	—	15
Quotas de amortização – concessão (a)	(732.351)	175.489	(556.862)
Baixas	(75.644)	—	—
Em 31.12.2024	**12.697.915**	**(2.909.557)**	**9.788.358**

(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.

16.2. Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a) em serviço	Contrato de concessão (a) em curso	Direito de concessão e autorização / ágio técnico	Total
Em 1º.01.2023	**1.530.777**	**—**	**721.838**	**2.252.615**
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas	—	—	614.958	614.958
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas	—	—	204.443	204.443
Outorga Aneel - uso do bem público	—	894	—	894
Quotas de amortização - concessão e autorização (a)	(228.513)	—	(42.695)	(271.208)
Capitalizações para intangível em serviço	894	(894)	—	—
Em 31.12.2023	**1.303.158**	**—**	**1.498.544**	**2.801.702**
Bônus de Outorga (NE nº 1)	4.073.915	—	—	4.073.915
Outorga Aneel – uso do bem público	205.201	—	—	205.201
Quotas de amortização – concessão e autorização (a)	(230.680)	—	(44.383)	(275.063)
Capitalizações para intangível em serviço	—	—	—	—
(-) Reclassificação (b)	(30.674)	—	—	(30.674)
Em 31.12.2024	**5.320.920**	**—**	**1.454.161**	**6.775.081**

(a) Amortização durante o período de concessão/autorização a partir do início da operação comercial do empreendimento.
(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

Tendo em vista a renovação das concessões detalhada na NE nº 1, foi registrado o valor do bônus de Outorga que será amortizado pelo prazo das concessões, de 30 anos. Adicionalmente, para os ativos das 3 usinas que já estavam registrados no intangível, foi necessário reavaliar a estimativa de vida útil. A mudança de estimativa foi tratada de forma prospectiva, e o impacto no resultado, comparado com a amortização que seria registrada se não houvesse a renovação das concessões, é de redução no total da amortização de R$ 19.068 em 2024, aproximadamente R$ 66 milhões por ano até 2028, R$ 239.179 de 2029 a 2033 e aumento de R$ 522.557 de 2034 a 2054.

16.3. Outros intangíveis

Consolidado	Em serviço	Em curso	Total
Em 1º.01.2023	**12.848**	**28.330**	**41.178**
Efeito de combinação de negócios	4	—	4
Aquisições	37	13.351	13.388
Transferências do imobilizado	4.570	—	4.570
Capitalizações para intangível em serviço	14.555	(14.555)	—
Quotas de amortização (a)	(8.040)	—	(8.040)
Baixas	—	(6)	(6)
(-) Reclassificação (b)	(34)	—	(34)
Em 31.12.2023	**23.940**	**27.120**	**51.060**
Aquisições	—	24.371	24.371
Transferências para imobilizado	—	(3.339)	(3.339)
Transferências do ativo de contrato	—	52	52
Capitalizações para intangível em serviço	10.929	(10.929)	—
Quotas de amortização (a)	(8.720)	—	(8.720)
Baixas	—	(539)	(539)
(-) Reclassificação (b)	(277)	(2.437)	(2.714)
Em 31.12.2024	**25.872**	**34.299**	**60.171**

(a) Taxa anual de amortização: 20%.
(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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

17. Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	2.348	2.288	33.281	46.831
Encargos sociais	964	884	9.753	15.700
	3.311	**3.172**	**43.034**	**62.531**
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	318	—	17.540	27
Férias e 13º Salário	1.546	2.409	54.854	81.253
Provisões por desempenho e participação nos lucros	12.905	7.925	187.080	173.663
Programa de desligamentos voluntários (NE nº 17.1)	3.151	17.102	109.028	610.057
Outros	—	—	23	7
	17.920	**27.436**	**368.524**	**865.007**
	21.232	**30.608**	**411.559**	**927.538**
Circulante	**20.805**	**30.608**	**411.102**	**927.538**
Não circulante	**427**	**—**	**457**	**—**

17.1. Programa de Desligamentos Voluntários - PDV

Do total de empregados que aderiram ao PDV instituído em 24.08.2023, 1.285 se desligaram da Companhia até 31.12.2024 e os demais deixarão a Companhia até agosto de 2025.

18. Fornecedores

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Energia elétrica	1.525.681	1.284.191
Materiais e serviços	564.368	638.025
Encargos de uso da rede elétrica	376.754	363.357
	2.466.803	**2.285.573**
Circulante	**2.324.423**	**2.154.430**
Não circulante	**142.380**	**131.143**

19. Empréstimos e Financiamentos

Consolidado Empresa	Banco	Garantias (b)	31.12.2024	31.12.2023
Copel GET	Itaú Unibanco S.A	Fidejussória	1.036.260	1.039.097
	Banco do Brasil – Repasse BNDES	Receita de comercialização de energia.	37.507	49.263
	BNDES	Receita de comercialização de energia; receita de serviços de transmissão de energia; cessão fiduciária de direitos creditórios.	597.912	1.206.251
			1.671.679	2.294.611
Copel DIS	Banco do Brasil (a)	Fidejussória	751.522	751.096
	Caixa Econômica Federal	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	3.831	5.748
	BNDES	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	—	3.919
			755.353	760.763
Complexo Jandaíra	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	178.407	191.532
Complexo Vilas	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	505.155	524.162
Complexo Aventura	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	313.777	324.309
Complexo SRMN	Banco do Nordeste do Brasil	Fiança bancária	531.766	544.563
Complexo Brisa	BNDES	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios e de receitas.	56.551	63.572
Complexo São Bento	BNDES	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis de venda de energia; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	116.679	136.448
Cutia	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	497.199	521.972
Costa Oeste	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	8.657	10.778
Marumbi	BNDES	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	11.972	15.267
		Dívida bruta	**4.647.195**	**5.387.977**
		(-) Custo de transação	**(28.401)**	**(44.760)**
		Dívida líquida	**4.618.794**	**5.343.217**
		Circulante	**1.231.205**	**675.980**
		Não Circulante	**3.387.589**	**4.667.237**

(a) Em dezembro de 2024 foi formalizado o aditivo da Cédula de Credito Bancário emitida pela Copel DIS em favor do Banco do Brasil, com definição da taxa de remuneração em CDI + 1,08% a.a. e com alteração do prazo de vencimento final para junho de 2028.
(b) Para todos os contratos, exceto para o empréstimo do Banco do Brasil da Copel DIS, há garantia Fidejussória da Copel ou Copel GET.

O custo médio da divida está divulgado na NE no 32.3.

19.1. Vencimentos das parcelas de longo prazo

Saldo em 31.12.2024	Consolidado Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2026	198.550	(2.527)	196.023
2027	572.461	(2.529)	569.932
2028	558.002	(2.292)	555.710
2029	182.532	(2.058)	180.474
2030	176.383	(2.012)	174.371
Após 2030	1.723.051	(11.972)	1.711.079
	3.410.979	**(23.390)**	**3.387.589**

19.2. Mutação de empréstimos e financiamentos

Consolidado	Total
Em 1º.01.2023	**4.650.363**
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	875.738
Ingressos	45.325
(-) Custos de transação (a)	(6.886)
Encargos	525.598
Variação monetária e cambial	35.184
Amortização – principal	(260.971)
Pagamento – encargos	(521.134)
Em 31.12.2023	**5.343.217**
Ingressos	5.051
(-) Custos de transação	(1.693)
Encargos	481.768
Variação monetária e cambial	31.156
Amortização – principal	(261.753)
Pagamento – encargos	(471.276)
Reclassificação (b)	(507.676)
Em 31.12.2024	**4.618.794**

(a) Saldo refere-se às contraprestações financeiras (waiver) pagas em decorrência do processo de transformação da Copel em Corporação.
(b) O saldo foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

19.3. Cláusulas contratuais restritivas – *covenants*

Os contratos de empréstimos e financiamentos 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 das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições contratadas poderá implicar na necessidade de cumprimento de obrigações acessórias, em multas ou até na declaração de vencimento antecipado das dívidas.

Em 31.12.2024, todos os indicadores e condições contratuais acordados foram integralmente atendidos. No âmbito do contrato de financiamento do Complexo Eólico de Cutia, a Companhia recebeu, em 23.12.2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 49/2024, autorização para substituição temporária, até o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo do ICSD e de Índice de Alavancagem com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel.

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	Ebitda/ Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 – Mauá		
	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
		Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
Cutia	BNDES Finem nº 18204611		
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	Contrato de Cessão BNDES		
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D´Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		
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

20. Debêntures

Consolidado Empresa	Emissão	Garantia (a)	31.12.2024	31.12.2023
Copel GeT	5ª	Fidejussória	82.619	157.327
	6ª		276.193	687.405
	7ª		1.598.771	1.579.711
	8ª		1.386.822	1.382.891
	9ª		1.637.685	—
			4.982.090	3.807.334
Copel DIS	5ª	Fidejussória	678.738	647.092
	6ª		1.620.153	1.590.262
	7ª		1.397.531	1.535.469
	8ª		1.206.459	1.607.404
	9ª		2.306.826	—
			7.209.707	5.380.227
Complexo Brisa	2ª	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	183.225	200.890
Copel Serviços	1ª	Fidejussória	71.247	—
Cutia	1ª	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	327.685	349.555
		Dívida bruta	**12.773.954**	**9.738.006**
		(-) Custo de transação	**(146.589)**	**(118.900)**
		Dívida líquida	**12.627.365**	**9.619.106**
		Circulante	**2.025.110**	**1.225.649**
		Não Circulante	**10.602.255**	**8.393.457**

(a) A Copel é interveniente garantidora de todas as emissões apresentadas no quadro

Em 05.05.2024, a Copel Serviços efetuou a 1ª emissão de debêntures simples em série única, não conversíveis em ações, no montante de R$ 70.000, com a Copel como interveniente garantidora, destinada para reforço de caixa, com vencimento em 05.05.2031 e remuneração de CDI + 1,2%.

Em 15.05.2024, a Copel DIS efetuou a 9ª emissão de debêntures simples, em duas séries, não conversíveis em ações, no montante total de R$ 2.250.000, com a Copel como interveniente garantidora. A 1ª série, destinada para reforço de capital de giro; amortização da parcela de principal e/ou resgate da 7ª e 8ª emissões de debêntures, tem vencimento em 15.05.2031 e remuneração de CDI + 0,6%. A 2ª série, destinada para investimentos em expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica, tem vencimento em 15.05.2036 e remuneração de IPCA + 6,2831%.

Em 15.10.2024, a Copel GeT efetuou a 9ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com a Copel como interveniente garantidora, em três séries, nos montantes de R$ 800.000, R$ 500.000 e R$ 300.000. A remuneração corresponde à variação acumulada do DI acrescida de 0,52%a.a., 0,65%a.a. e 0,95%a.a. e o prazo de vencimento é de 5, 7 e 10 anos, em cada série, respectivamente.

O custo médio da dívida está divulgado na NE nº 32.3.

20.1. Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2024	Consolidado Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2026	2.214.018	(25.094)	2.188.924
2027	1.409.332	(17.415)	1.391.917
2028	742.135	(14.311)	727.824
2029	1.497.833	(14.027)	1.483.806
2030	1.746.751	(13.268)	1.733.483
Após 2030	3.107.274	(30.973)	3.076.301
	10.717.343	**(115.088)**	**10.602.255**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

20.2. Mutação das debêntures

	Consolidado
Em 1º.01.2023	**7.803.855**
Ingressos	3.195.000
(-) Custos de transação (a)	(61.632)
Encargos e variação monetária	1.316.462
Amortização – principal	(1.212.347)
Pagamento – encargos	(1.138.030)
Reclassificação (b)	(284.202)
Em 31.12.2023	**9.619.106**
Ingressos	3.920.000
(-) Custos de transação	(60.623)
Encargos e variação monetária	1.339.067
Amortização – principal	(1.135.225)
Pagamento – encargos	(1.114.064)
Reclassificação (b)	59.104
Em 31.12.2024	**12.627.365**

(a) Saldo refere-se às contraprestações financeiras (waiver) pagas em decorrência do processo de transformação da Copel em Corporação.
(b) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

20.3. 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 31.12.2024, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Asa Branca I, Asa Branca II, Asa Branca III, Ventos de Santo Uriel e Nova Eurus IV, dispensadas do cumprimento do ICSD no exercício de 2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 51/2024. No âmbito do 1ª Emissão de Debêntures do Complexo Eólico de Cutia a Companhia recebeu em 23.12.2024, conforme Ata da Assembleia Geral de Debenturistas - AGD, autorização para substituição temporária, até o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo com base nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Em 31.12.2024, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures 9ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
Copel DIS	5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures 9ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Copel Serviços	1ª Emissão de Debêntures		
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
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

(a) Indicador calculado com os valores da demonstração financeira consolidada da Copel.

21. Benefícios Pós-emprego

A Companhia patrocina planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e plano assistencial para assistência médica e odontológica 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.

21.1. Plano de benefício previdenciário e Plano Assistencial

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 é um plano de Contribuição Definida – CD na fase contributiva e, após a aposentadoria, torna-se um plano de Benefício Definido – BD.

O Plano IV, único plano disponível para novos participantes, é um plano de Contribuição Definida - CD em que a obrigação legal ou construtiva da entidade está limitada à quantia que ela aceita contribuir para o fundo. Assim, o valor do benefício pós-emprego recebido pelo empregado deve ser determinado pelo montante de contribuições pagas pela entidade patrocinadora e também pelo empregado, juntamente com o retorno dos investimentos provenientes das contribuições. Em consequência, o risco atuarial (risco de que os benefícios sejam inferiores ao esperado) e o risco de investimento (risco de que os ativos investidos venham a ser insuficientes para cobrir os benefícios esperados) recaem sobre o empregado.

A Companhia aloca 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.

21.2. Balanço patrimonial e resultado

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Planos previdenciários	8	8	340	426
Planos assistenciais	41.971	51.371	1.158.369	1.483.817
	41.979	**51.379**	**1.158.709**	**1.484.243**
Circulante	**4.348**	**3.842**	**95.383**	**85.833**
Não circulante	**37.631**	**47.537**	**1.063.326**	**1.398.410**

Os valores reconhecidos no resultado (NE nº 29) estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Empregados				
Planos previdenciários	2.867	3.080	48.087	55.320
Plano assistencial – pós-emprego	4.450	3.203	134.044	128.652
Plano assistencial – funcionários ativos	1.688	1.591	75.412	74.546
	9.005	7.874	257.543	258.518
Administradores				
Planos previdenciários	1.045	886	1.595	1.441
Plano assistencial	99	79	214	200
	1.144	965	1.809	1.641
	10.149	**8.839**	**259.352**	**260.159**

21.3. Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2023	**26.847**	**1.070.037**
Apropriação do cálculo atuarial	3.203	128.652
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	6.277	139.701
Perdas atuariais	25.082	379.126
Amortizações	(10.030)	(225.421)
Reclassificação (a)	—	(7.852)
Em 31.12.2023	**51.379**	**1.484.243**
Apropriação do cálculo atuarial	4.450	134.044
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	6.316	123.667
Perdas atuariais	(9.482)	(363.465)
Amortizações	(10.684)	(219.780)
Em 31.12.2024	**41.979**	**1.158.709**

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

21.4. Avaliação atuarial

21.4.1. Premissas atuariais

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

Consolidado	2024 Real	2024 Nominal	2023 Real	2023 Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	–	3,50	–	3,00
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado – Benefício Definido	7,66	11,42	5,33	8,49
Planos Unificado – Saldado	7,40	11,15	5,36	8,52
Planos III	7,36	11,12	5,37	8,53
Planos Assistencial	7,44	11,20	5,48	8,64
Crescimento salarial/custos médicos				
Plano unificado a.a.	1,00	4,54	1,00	4,03
Plano III a.a.	1,00	4,54	1,00	4,03
Plano assistencial – Aging Factor	3,30	–	3,30	–
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

21.4.2. Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários – Plano unificado		Plano III		Plano assistencial	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Número de participantes ativos	4	10	4.501	5.806	4.302	5.687
Número de participantes inativos	4.013	4.115	6.357	5.379	9.686	8.857
Número de dependentes	—	—	—	—	10.526	19.925
Total	**4.017**	**4.125**	**10.858**	**11.185**	**24.514**	**34.469**

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2024		
Participantes aposentados	12,13	22,17
Participantes pensionistas	13,99	24,67
Em 31.12.2023		
Participantes aposentados	12,73	21,35
Participantes pensionistas	13,99	24,67

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica é, respectivamente, de 68,01 e 68,33 anos.

21.4.4. Avaliação atuarial

O Plano Unificado e o Plano III apresentaram superávit em 31.12.2024. Contudo, pela legislação atual, inexiste direito da Companhia em registrar ativos em seu balanço.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2024	31.12.2023
Obrigações total ou parcialmente cobertas	5.468.000	3.947.761	1.348.296	10.764.057	11.893.783
Valor justo dos ativos do plano	(6.324.954)	(4.351.451)	(189.928)	(10.866.333)	(11.289.509)
Estado de cobertura do plano	**(856.954)**	**(403.690)**	**1.158.368**	**(102.276)**	**604.274**
Ativo não reconhecido	856.954	403.690	—	1.260.644	879.543
	—	**—**	**1.158.368**	**1.158.368**	**1.483.817**

Os ajustes nos passivos assistenciais com base no relatório atuarial estão apresentados na Demonstração de Resultados Abrangentes.

21.4.5. Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2023	**6.029.530**	**3.457.537**	**1.234.771**
Custo de serviço	16.650	6.343	6.878
Custo dos juros	700.272	397.091	141.877
Benefícios pagos	(539.728)	(272.585)	(55.014)
(Ganhos) / perdas atuariais	210.135	251.260	338.499
Ajustes de saldo de Operações Descontinuadas	(774)	(19.635)	(9.324)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2023	**6.416.085**	**3.820.011**	**1.657.687**
Custo de serviço	(3.150)	1.548	8.100
Custo dos juros	522.986	314.125	140.973
Benefícios pagos	(559.530)	(336.775)	(96.036)
(Ganhos) / perdas atuariais	(908.391)	148.852	(362.428)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2024	**5.468.000**	**3.947.761**	**1.348.296**

21.4.6. Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2023	**6.625.377**	**3.531.958**	**165.683**
Retorno esperado dos ativos	769.613	410.062	18.629
Contribuições e aportes	23.868	9.709	54.782
Benefícios pagos	(539.728)	(272.584)	(54.782)
Ganhos / (perdas) atuariais	333.728	244.140	(10.442)
Ajustes de saldo de Operações Descontinuadas	(843)	(19.661)	—
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2023	**7.212.015**	**3.903.624**	**173.870**
Retorno esperado dos ativos	591.774	321.633	15.030
Contribuições e aportes	30.541	6.018	96.036
Benefícios pagos	(559.530)	(336.775)	(96.036)
Ganhos / (perdas) atuariais	(949.846)	456.951	1.028
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2024	**6.324.954**	**4.351.451**	**189.928**

21.4.7. Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2025 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Custo do serviço corrente	(28.169)	(1.346)	7.636
Custo estimado dos juros	683.706	465.275	148.020
Rendimento esperado do ativo do plano	(685.596)	(465.632)	(21.273)
Custos (receitas)	**(30.059)**	**(1.703)**	**134.383**

Tendo em vista o superávit atual dos planos previdenciários, a Companhia não registrará as receitas e custos estimados apresentados no quadro acima para o Plano Unificado e Plano III, conforme legislação que não permite redução nas contribuições ou reembolsos à Companhia.

21.4.8. Análise de sensibilidade

A tabela a seguir demonstra o saldo das obrigações e do custo do serviço dos planos previdenciários e assistencial com o impacto de alterações nas premissas atuariais significativas.

	Cenários projetados	
	Aumento 0,5%	Redução 0,5%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	9.055.963	9.803.748
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.264.862	1.440.977
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.443.086	1.262.556
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	7.936	5.955
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	1.389	1.935
Impactos nas obrigações do programa de saúde	5.993	7.894

21.4.9. Benefícios a pagar

Os benefícios estimados a serem pagos nos exercícios fiscais subsequentes, estão apresentados abaixo:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2025	559.776	341.601	54.921	956.298
2026	570.406	351.612	62.364	984.382
2027	581.018	361.682	70.174	1.012.874
2028	590.076	371.732	78.614	1.040.422
2029	598.035	381.744	88.002	1.067.781
2030 a 2054	12.470.035	11.207.174	5.686.213	29.363.422

21.4.10. Alocação de ativos e estratégia de investimentos

O quadro a seguir apresenta a alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial ao final deste exercício e a meta para o próximo ano.

Consolidado	Meta para 2025 (a)	2024
Renda fixa	84,3 %	80,4 %
Renda variável	3,0 %	4,8 %
Empréstimos	1,3 %	1,3 %
Investimentos imobiliários	2,4 %	3,7 %
Investimentos estruturados	7,0 %	8,3 %
Investimentos no exterior	2,0 %	1,5 %
	100,0 %	**100,0 %**

(a) 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 – meta para 2025	Plano Unificado – mínimo	Plano III – meta para 2025	Plano III – mínimo
Renda fixa	88,0 %	80,0 %	81,0 %	72,0 %
Renda variável	2,0 %	0,5 %	4,0 %	2,0 %
Empréstimos	0,5 %	0,0 %	2,0 %	2,0 %
Investimentos imobiliários	2,5 %	2,5 %	2,0 %	1,0 %
Investimentos estruturados	7,0 %	3,5 %	9,0 %	7,0 %
Investimentos no exterior	0,0 %	0,0 %	2,0 %	1,0 %

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

21.4.11. Informações adicionais

As contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos totalizaram R$ 64.825 em 2024 (R$ 70.203 em 2023)

22. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2024	Saldo em 31.12.2023
Pesquisa e desenvolvimento – P&D					
FNDCT	—	7.217	—	7.217	5.781
MME	—	3.608	—	3.608	2.891
P&D	62.948	1.534	44.751	109.233	201.871
	62.948	12.359	44.751	120.058	210.543
Programa de eficiência energética – PEE					
Procel	—	4.322	—	4.322	23.613
PEE	137.832	4.654	153.577	296.063	319.518
	137.832	8.976	153.577	300.385	343.131
	200.780	**21.335**	**198.328**	**420.443**	**553.674**
			Circulante	**179.149**	**320.196**
			Não circulante	**241.294**	**233.478**

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – Procel

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.

22.1. Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2023	**6.588**	**3.314**	**260.243**	**11.960**	**332.653**	**614.758**
Constituições	40.011	20.004	40.019	12.200	48.805	161.039
Contrato de desempenho	—	—	—	—	4.420	4.420
Juros (NE nº 30)	—	—	4.938	(547)	21.618	26.009
Transferências (a)	5.802	2.900	1.739	—	—	10.441
Recolhimentos	(46.620)	(23.327)	(9.695)	—	(16.450)	(96.092)
Conclusões	—	—	(87.675)	—	(71.528)	(159.203)
Reclassificação (b)	—	—	(7.698)	—	—	(7.698)
Em 31.12.2023	**5.781**	**2.891**	**201.871**	**23.613**	**319.518**	**553.674**
Constituições	41.949	20.973	41.960	13.947	55.787	174.616
Contrato de desempenho	—	—	—	—	7.059	7.059
Juros (NE nº 30)	—	—	4.452	1.495	16.103	22.050
Transferências	—	—	—	(4.066)	4.066	—
Recolhimentos	(40.513)	(20.256)	(11.252)	(30.667)	(49.116)	(151.804)
Conclusões	—	—	(127.798)	—	(57.354)	(185.152)
Em 31.12.2024	**7.217**	**3.608**	**109.233**	**4.322**	**296.063**	**420.443**

(a) Transferências para o Ativo - Lei nº 14.514/2023.
(b) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

23. Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2024	31.12.2023
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	06.2049	5,65% a.a.	IPCA	23.733	23.005
UHE Colíder (a)	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	—	31.493
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	9.686	9.337
UHE Guaricana (a)	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	—	1.325
UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	01.1900	7,74% a.a.	IPCA	—	—
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	861.983	828.695
UHE Salto Caxias	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	69.404	—
UHE Segredo	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	69.341	—
UHE Foz do Areia	FDA	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	71.198	—
							1.105.344	893.855
						Circulante	113.092	101.976
						Não circulante	992.252	791.879

(a) O saldo foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).
Taxa de desconto no cálculo do valor presente: taxa 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.

Os novos contratos de concessão das usinas Foz do Areia (FDA), Segredo e Salto Caxias celebrados em 19.11.2024 foram pactuados pelo regime de exploração de Produção Independente de Energia (PIE) e terão pagamentos mensais pelo Uso do Bem Público – UBP por cinco anos (NE nº 1). Deste modo, na data da assinatura dos contratos de concessão foi registrado a obrigação em contrapartida ao ativo intangível, correspondente ao valor presente do fluxo de caixa da estimativa de pagamentos futuros.

23.1. Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2023	937.542
Adição	894
Ajuste a valor presente	(44.021)
Variação monetária	115.176
Pagamentos	(115.736)
Em 31.12.2023	893.855
Adição (NE nº 16.2)	205.201
Ajuste a valor presente	54.474
Variação monetária	94.984
Pagamentos	(110.385)
Reclassificação (a)	(32.785)
Em 31.12.2024	1.105.344

(a) O saldo foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2025	124.150	113.392
2026	169.574	132.042
2027	169.574	125.761
2028	169.574	120.686
Após 2028	1.456.781	613.463
	2.089.653	1.105.344

24. Direito de Uso de Ativos e Passivo de Arrendamentos

24.1. Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Adições	Amortização	Baixas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2024
Imóveis	162.614	64.248	(10.909)	(736)	(8.608)	206.609
Veículos	85.475	81.259	(54.508)	(42.852)	(2.571)	66.803
Equipamentos	4.511	43.608	(12.548)	—	—	35.571
	252.600	189.115	(77.965)	(43.588)	(11.179)	308.983

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Adições	Amortização	Baixas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2023
Imóveis	136.489	51.192	(11.874)	(2.737)	(10.456)	162.614
Veículos	113.018	27.065	(54.082)	—	(526)	85.475
Equipamentos	11.873	4.629	(11.161)	(323)	(507)	4.511
	261.380	82.886	(77.117)	(3.060)	(11.489)	252.600

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

24.2. Passivo de arrendamentos

24.2.1. Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2023	4.809	273.756
Adições	2.789	82.886
Encargos	569	25.506
Pagamento – principal	(512)	(72.334)
Pagamento – encargos	(569)	(25.465)
Baixas	—	(2.334)
Reclassificação (a)	—	(11.573)
Em 31.12.2023	7.086	270.442
Adições	1.988	189.115
Encargos	779	34.089
Pagamento – principal	(709)	(73.287)
Pagamento – encargos	(779)	(34.662)
Baixas	—	(48.362)
Reclassificação (a)	—	(8.829)
Em 31.12.2024	8.365	328.506
Circulante	604	57.502
Não circulante	7.761	271.004

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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 15,55% a.a.

24.2.2. Vencimentos das parcelas de longo prazo

2026	67.373
2027	46.574
2028	31.574
2029	15.032
2030	15.086
Após 2030	231.713
Valores não descontados	407.352
Juros embutidos	(136.348)
Saldo do passivo de arrendamento	271.004

24.2.3. 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	556.791	328.506
Pis/Cofins potencial	40.956	25.891

24.3. Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) – IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	328.506	415.449	26,47%
Direito de uso de ativos	308.983	322.474	4,37%
Despesa Financeira	28.560	33.967	18,93%
Despesa de amortização	77.965	83.268	6,80%

Na mensuração e na remensuração do Passivo de arrendamento e do Direito de uso, é utilizada a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, em conformidade com o CPC 06 (R2) / IFRS 16. Tendo em vista a imprevisibilidade das taxas de juros de longo prazo no cenário econômico brasileiro, a Companhia apresenta no quadro acima os saldos comparativos entre o registrado conforme a norma, e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

24.4. Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2024
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	12.037	51.780	258.708	322.525

Saldo de 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 29.6).

24.5. Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2024
Compartilhamento de instalações	2.148	8.592	25.443	36.183

25. Outras Contas a Pagar

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Desvio de geração – empreendimentos eólicos (NE nº 32.2.9)	—	—	498.666	299.264
Acordo judicial (a)	368.809	—	444.409	—
Pagamentos/devoluções à consumidores	—	—	149.432	60.498
Taxa de iluminação pública arrecadada	—	—	75.288	68.253
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	—	—	46.690	42.164
Cauções em garantia	281	290	35.145	43.297
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	—	—	32.103	31.352
Outras obrigações (b)	91.271	40.143	164.484	140.114
	460.360	40.433	1.446.216	684.942
Circulante	369.395	15.136	1.199.195	537.810
Não circulante	90.966	25.297	247.021	147.132

(a) O saldo contempla o acordo judicial decorrente do processo arbitral (NE nº 25.1).
(b) Na Controladora o saldo contempla a provisão para perdas em participações societárias. No saldo de 2023 está contido o adiantamento recebido pela operação de venda da UEGA, no valor de R$ 14.533 na Controladora e R$ 58.132 no Consolidado (NE nº 37). Em 2023, o saldo inclui o adiantamento de R$ 43.599 referente à venda da UEGA, liquidado em 1º.07.2024 com a conclusão da operação (NE nº 37).

25.1. Encerramento de processo arbitral

Em 25.01.2024, conforme Fato Relevante 01/24, foi formalizado acordo envolvendo processo arbitral em que os autores reclamavam indenizações em face da Companhia. O processo teve início em 2015 em decorrência de disputa relacionada a termo de compromisso celebrado entre os autores e a Copel em dezembro de 2012, e que, em conformidade com a legislação, tramitou em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá. Após negociações entre as partes, chegou-se à celebração de transação mediante homologação do juízo arbitral no sentido da quitação geral e recíproca entre todas as partes com o encerramento de forma definitiva da demanda.

Foi acordado o pagamento pela Copel do valor de R$ 672.000, em duas parcelas. O saldo que estava registrado como Provisão para litígios foi reclassificado para Outras contas a pagar. A primeira parcela no valor de R$ 336.000 foi quitada em 31.01.2024 e a segunda e última será atualizada pela Selic e quitada até 31.03.2025. Durante todo o trâmite do procedimento arbitral, a Companhia realizou os melhores esforços para refutar os pedidos e mitigar os danos decorrentes das decisões que se sucederam até a fase de liquidação de sentença arbitral e, por fim, para alcançar o melhor acordo possível preservando os interesses da Copel.

26. Provisões para Litígios e Passivos Contingentes

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 4.10 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.

26.1. Mutação das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 1º.01.2024	Resultado: Adições	Resultado: Reversões	Resultado: Atualização monetária	Quitações	Transferências (a)	Saldo em 31.12.2024
Fiscais							
Cofins	133.371	—	—	10.460	—	—	143.831
Outras	33.691	8.821	(872)	16.084	(10.984)	—	46.740
	167.062	8.821	(872)	26.544	(10.984)	—	190.571
Trabalhistas	4.812	12.460	(3.323)	1.871	(10.721)	—	5.099
Benefícios a empregados	290	208	—	—	(123)	—	375
Cíveis	690.019	5.764	(2.323)	(1.102)	(9.280)	(672.000)	11.078
	862.183	27.253	(6.518)	27.313	(31.108)	(672.000)	207.123
Circulante	336.000						—
Não circulante	526.183						207.123

(a) Reclassificação para Outras contas a pagar (NE nº 25.1).

Controladora	Saldo em 1º.01.2023	Resultado: Adições	Resultado: Reversões	Resultado: Atualização monetária	Quitações	Saldo em 31.12.2023
Fiscais						
Cofins	123.564	—	—	9.807	—	133.371
Outras	35.671	2.830	(4.499)	(127)	(184)	33.691
	159.235	2.830	(4.499)	9.680	(184)	167.062
Trabalhistas	3.514	3.425	(1.338)	1.278	(2.067)	4.812
Benefícios a empregados	745	61	(516)	—	—	290
Cíveis	640.948	54.094	(7.617)	2.594	—	690.019
	804.442	60.410	(13.970)	13.552	(2.251)	862.183
Circulante	—					336.000
Não circulante	804.442					526.183

Consolidado	Saldo em 1º.01.2024	Resultado: Provisões para litígios Adições	Resultado: Provisões para litígios Reversões	Resultado: Custo de construção Adições	Resultado: Atualização monetária	Resultado: Adições / (Reversões) no ativo	Resultado: Quitações	Resultado: Transferências / Outros (a)	Saldo em 31.12.2024
Fiscais									
Cofins	133.371	—	—	—	10.460	—	—	—	143.831
Outras	75.059	13.589	(9.436)	—	13.263	—	(19.073)	—	73.401
	208.430	13.588	(9.436)	—	23.723	—	(19.073)	—	217.232
Trabalhistas	386.639	157.965	(84.257)	—	6.358	—	(159.619)	—	307.085
Benefícios a empregados	37.516	7.951	(1.311)	—	—	—	(3.687)	—	40.469
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	954.667	188.730	(47.880)	—	67.389	(269)	(150.812)	(843.600)	168.225
Servidões de passagem	114.125	286	(1.977)	(15.308)	—	2.065	(1.220)	—	97.971
Desapropriações e patrimoniais	112.764	528	(2.074)	3.091	200	8.675	(10.198)	(951)	112.035
Consumidores	2.444	160	(198)	—	(1.365)	—	(135)	—	906
Ambientais	4.593	102	(807)	—	(66)	—	—	—	3.822
	1.188.593	189.806	(52.936)	(12.217)	66.158	10.471	(162.365)	(844.551)	382.959
Regulatórias	7.738	5.916	(5.034)	—	725	—	(394)	—	8.951
	1.828.916	375.226	(152.975)	(12.217)	96.964	10.471	(345.138)	(844.551)	956.696
Circulante	336.000								—
Não circulante	1.492.916								956.696

(a) Reclassificação principalmente para Outras contas a pagar (NE nº 25.1).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2023	Resultado: Provisões para litígios Adições	Resultado: Provisões para litígios Reversões	Resultado: Custo de construção Adições	Resultado: Atualização monetária	Resultado: Adições / (Reversões) no ativo	Resultado: Quitações	Resultado: Transferências / Outros (a)	Saldo em 31.12.2023
Fiscais									
Cofins	123.564	—	—	—	9.807	—	—	—	133.371
Outras	78.186	9.671	(7.444)	—	(2.452)	—	(15.955)	13.053	75.059
	201.750	9.671	(7.444)	—	7.355	—	(15.955)	13.053	208.430
Trabalhistas	536.464	103.916	(65.292)	—	43.877	(91)	(231.859)	(376)	386.639
Benefícios a empregados	30.126	12.234	(4.328)	—	—	—	(516)	—	37.516
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	958.111	124.092	(19.763)	—	26.818	278	(119.067)	(15.802)	954.667
Servidões de passagem	138.724	1.748	—	(21.596)	—	1.133	(5.884)	—	114.125
Desapropriações e patrimoniais	154.912	6.856	(1.461)	(4.349)	(535)	(42.700)	41	—	112.764
Consumidores	3.750	319	(1.676)	—	—	—	51	—	2.444
Ambientais	5.269	1.264	(1.412)	—	(389)	—	(139)	—	4.593
	1.260.766	134.279	(24.312)	(25.945)	25.894	(41.289)	(124.998)	(15.802)	1.188.593
Regulatórias	8.493	83.708	(84.764)	—	589	—	(288)	—	7.738
	2.037.599	343.808	(186.140)	(25.945)	77.715	(41.380)	(373.616)	(3.125)	1.828.916
Circulante	—								336.000
Não circulante	2.037.599								1.492.916

(a) Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37) e reconhecimento de menos valia na combinação de negócios.

26.2. 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		Controlada: Provisões para litígios 31.12.2024	Controlada: Provisões para litígios 31.12.2023	Controlada: Passivo Contingente 31.12.2024	Controlada: Passivo Contingente 31.12.2023	Consolidado: Provisões para litígios 31.12.2024	Consolidado: Provisões para litígios 31.12.2023	Consolidado: Passivo Contingente 31.12.2024	Consolidado: Passivo Contingente 31.12.2023
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.	143.832	133.371	10.013	9.270	143.831	133.371	10.013	9.270
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	21.951	32.053	31.515	60.310	21.951	32.053	31.854	118.254
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	23.005	—	19.054	40.435	25.521	2.328	19.385	40.755
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia.	—	—	—	—	488	5.630	28.431	26.986
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana – IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	1.132	187	907	1.657	6.108	5.181	199.173	179.974
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	—	—	—	—	307	221	66.010	58.085
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.	651	1.451	1.671	1.461	19.026	29.646	89.332	84.808
		190.571	167.062	63.160	113.133	217.232	208.430	444.198	518.132
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).	5.099	4.812	6.810	13.112	307.085	386.639	293.076	270.656
Benefícios a empregados	Reclamatórias 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.	375	290	378	343	40.469	37.516	10.316	10.724
Regulatórias									
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias atraso de 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 1.723/2013, 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 quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças – PDL 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.	—	—	—	—	—	—	1.194.489	1.129.202

continua

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil
Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf
Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

Natureza		Controlada				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo Contingente		Provisões para litígios		Passivo Contingente	
		31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
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 limiar judicial que excluiu o período de atraso da obra de 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 IGPM.	—	—	—	—	—	—	351.542	307.285
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	—	—	—	—	8951	7.738	59.532	45.498
Cíveis		**—**	**—**	**—**	**—**	**8.951**	**7.738**	**1.605.563**	**1.481.985**
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	—	—	—	—	68.123	57.475	16.647	42.373
Arbitragem	Processo arbitral finalizado (NE nº 25.1).	—	672.000	—	—	—	672.000	—	—
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.	11.078	18.019	—	493	100.100	118.210	254.174	349.602
Indenização a terceiros (cíveis)	Ação de indenização por danos causados em razão de construção de usina. Foi realizado acordo judicial para o encerramento do litígio, mediante concessões e quitações recíprocas, compreendendo pagamento de indenização e encargos sucumbenciais, em duas parcelas, com vencimentos em dezembro/24 e junho/25. O saldo foi transferido para outras contas a pagar (NE nº 25).	—	—	—	—	-	106.986	—	104.192
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.	—	—	—	—	97.971	114.125	18.915	30.590
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.	—	—	—	—	112.039	112.764	15.138	22.225
									—
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.	—	—	—	—	904	2.442	1.197	1.077
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.	—	—	—	—	3.822	4.591	148.694	226.833
		11.078	690.019	—	493	382.959	1.188.593	454.765	776.892
		207.123	**862.183**	**70.348**	**127.081**	**956.696**	**1.828.916**	**2.807.918**	**3.058.389**

27. Patrimônio Líquido

27.1. Capital social

O capital social de R$ 12.821.758 (R$ 12.821.758 em 31.12.2023) contempla o capital social integralizado de R$ 12.831.619 diminuído dos custos de transação na emissão de ações registrado em 2024, no total de R$ 9.861.

O capital social está representado por ações ordinárias, preferenciais classes "A" e "B" e 1 ação preferencial de classe especial titularizada pelo Estado do Paraná. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto respeitando as limitações estabelecidas no art. 6º do Estatuto Social, de modo que é vedado a qualquer acionista ou grupo de acionistas, brasileiro ou estrangeiro, público ou privado, o exercício do direito de voto em número superior ao equivalente ao percentual de 10% da quantidade total de ações em que se dividir o capital votante da Copel, independentemente de sua participação no capital social.

As ações preferenciais de classes "A" e "B" têm direito a voto restrito conforme § 7º Art 5º do Estatuto Social. De acordo com o artigo 17 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".

A ação preferencial de classe especial foi criada nos termos da Lei Estadual nº 21.272/2022. Enquanto o Estado do Paraná for titular de ações representativas de, pelo menos, 10% do total de ações emitidas pela Companhia, esta ação conferirá o poder de veto em deliberações da Assembleia Geral que autorizem os administradores a aprovar e executar o Plano Anual de Investimentos da Copel DIS, que visem à modificação da denominação e sede da Companhia, e que alterem as cláusulas do estatuto relacionadas a limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total e à celebração de acordos de acionistas para o exercício de direito de voto.

O quadro abaixo apresenta a composição do capital social por ações (sem valor nominal):

31.12.2024	Número de ações em unidades									
	Ordinárias		Preferenciais						Total	
			Classe "A"		Classe "B"		Classe especial			Adições
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	358.562.509	27,57	—	—	116.081.402	6,91	1	100,00	474.643.912	15,91
BNDESPAR	131.161.562	10,09	—	—	524.646.248	31,24	—	—	655.807.810	21,99
Outros	807.999.429	62,14	3.128.000	100,00	1.035.533.040	61,67	—	—	1.846.660.469	61,91
Tesouraria	2.623.800	0,20	—	—	3.074.600	0,18	—	—	5.698.400	0,19
	1.300.347.300	**100,00**	**3.128.000**	**100,00**	**1.679.335.290**	**100,00**	**1**	**100,00**	**2.982.810.591**	**100,00**

27.2. Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2023	**593.382**	**593.382**
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(25.082)	(379.126)
Tributos sobre os ajustes	8.528	129.007
Benefícios pós-emprego – equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(234.283)	—
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	—	(49.322)
Tributos sobre a realização dos ajustes	—	16.769
Custo atribuído do imobilizado – equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(32.553)	—
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	—	(6.373)
Tributos sobre os outros ajustes	—	2.167
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(2.942)	—
Atribuível aos acionistas não controladores	**—**	**546**
Em 31.12.2023	**307.050**	**307.050**
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	9.483	363.466
Tributos sobre os ajustes	(3.224)	(123.578)
Benefícios pós-emprego – equivalência patrimonial, líquida de tributos.	233.629	—
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	—	(50.552)
Tributos sobre a realização dos ajustes	—	17.188
Custo atribuído do imobilizado – equivalência patrimonial, líquida de tributos	(33.364)	—
Passivo atuarial - realização de investimento	4.018	4.018
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	—	(569)
Tributos sobre os outros ajustes	—	243
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(184)	—
Atribuível aos acionistas não controladores	**—**	**142**
Em 31.12.2024	**517.408**	**517.408**

O saldo de 31.12.2023 contempla R$ 1.424 de ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada (R$ 859 na Controladora). A variação do ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada no exercício de 2023, decorrente dos ajustes de passivos atuariais, foi de R$ 1.650 (R$ 933 na Controladora). Em 2024 não houve variação do ajuste de avaliação patrimonial da operação descontinuada até a data da conclusão do desinvestimento (NE nº 37).

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído, com contrapartida na conta de Ajustes de avaliação patrimonial, 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.

27.3. 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 e é constituída com base em Orçamento de Capital proposto pelos órgãos da Administração para deliberação da Assembleia Geral.

27.4. Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2024	31.12.2023
Base de cálculo para os dividendos		
Lucro líquido do exercício	2.809.631	2.258.810
Reserva legal (5%)	(140.482)	(112.941)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	33.364	32.553
	2.702.513	**2.178.422**
Dividendos propostos		
Juros sobre o capital próprio (JSCP) – valor bruto	883.000	958.000
Dividendos intercalares	202.110	—
Dividendo adicional proposto	1.250.035	131.211
	2.335.135	**1.089.211**
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	963.585	454.539
Ações preferenciais classe "A"	2.552	1.502
Ações preferenciais classe "B"	1.369.000	633.170
Valor bruto dos dividendos por ação (a):		
Ações ordinárias	0,74182	0,34557
Ações preferenciais classe "A"	0,81600	0,48035
Ações preferenciais classe "B"	0,81600	0,38012
Valor bruto dos dividendos por ação – Units (a)	**—**	**1,64173**

(a) Valores calculados com base na composição do capital social em 31.12.2024
(b) O programa de Units foi descontinuado em dezembro/2023.

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.

Em 11.09.2024 o Conselho de Administração da Copel aprovou a distribuição de proventos intercalares referentes ao resultado apurado no primeiro semestre de 2024 no montante de R$ 485.112 pagos em 29.11.2024, sendo R$ 202.112 em dividendos e R$ 283.000 na forma de JSCP. Em 25.11.2024, o Conselho de Administração da Copel aprovou a distribuição de proventos no montante de R$ 600.000, pagos em 23.12.2024, sob a forma de JSCP, sendo R$ 485.112 à conta do resultado do exercício e R$ 114.888 das reservas de retenção de lucros de exercícios anteriores.

Estes valores de dividendos e de JSCP, líquidos dos tributos retidos na fonte, foram imputados ao dividendo obrigatório do exercício de 2024, conforme critérios estabelecidos no Estatuto Social da Companhia. O montante de R$ 1.250.025 de dividendo adicional será proposto em Assembleia Geral Ordinária que irá deliberar sobre a destinação do resultado de 2024, sendo R$ 672.455 à conta do resultado do exercício e R$ 577.570 das reservas de retenção de lucros de exercícios anteriores.

27.5. Lucro por ação – básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2024	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2023
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	968.042	191.351	1.159.393	863.846	38.574	902.420
Ações preferenciais classe "A"	2.564	506	3.070	2.729	116	2.845
Ações preferenciais classe "B"	1.375.335	271.833	1.647.168	1.291.502	62.043	1.353.545
	2.345.941	**463.690**	**2.809.631**	**2.158.077**	**100.733**	**2.258.810**
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares):						
Ações ordinárias	1.300.316.644	1.300.316.644	1.300.316.644	1.148.504.091	1.148.504.091	1.148.504.091
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000	3.128.000
Ações preferenciais classe "B"	1.679.299.366	1.679.299.366	1.679.299.366	1.679.335.291	1.679.335.291	1.679.335.291
	2.982.744.010	**2.982.744.010**	**2.982.744.010**	**2.830.967.382**	**2.830.967.382**	**2.830.967.382**
Lucro líquido básico por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,74447	0,14716	0,89163	0,75215	0,03359	0,78574
Ações preferenciais classe "A"	0,81978	0,16187	0,98165	0,87237	0,03694	0,90931
Ações preferenciais classe "B"	0,81899	0,16187	0,98086	0,76906	0,03694	0,80600
Efeito dilutivo programa ILP						
Ações ordinárias	1.945.897	—	1.945.897	—	—	—
Lucro líquido diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,74335	0,14716	0,89051	0,75215	0,03359	0,78574
Ações preferenciais classe "A"	0,81978	0,16187	0,98165	0,87237	0,03694	0,90931
Ações preferenciais classe "B"	0,81899	0,16187	0,98087	0,76906	0,03694	0,80600

27.6. Plano de Incentivos de Longo Prazo – ILP

Em 22.04.2024 a Assembleia Geral Extraordinária aprovou o "Plano de Outorga de Ações Restritas e de Ações Restritas por Desempenho (performance shares)" que tem por objetivos: (i) alinhar a remuneração da administração e posições-chave da Companhia aos objetivos de longo prazo da Copel; (ii) atrelar parcela da remuneração à geração de valor da Companhia; (iii) fomentar cultura de meritocracia e alta performance na Companhia; e (iv) reter e atrair talentos que agreguem valor à Companhia.

O Plano é administrado pelo Conselho de Administração, assessorado pelo Comitê de Gente. Os membros do Conselho de Administração - CAD são elegíveis apenas às outorgas de ações restritas e os Diretores e Empregados são elegíveis a outorgas tanto de ações restritas quanto ações restritas por desempenho.

Outorga de ações restritas

No âmbito do plano da Copel, poderão ser entregues ações restritas em número correspondente a até 0,2% do Capital Social da Companhia. A aquisição dos direitos ocorre após o transcurso de 2 anos contados da data de outorga, observados os termos e condições previstos no plano, programas e contratos específicos, exceto para a primeira outorga assinada em 2024 para os membros do CAD, que tem prazo igual ao período remanescente dos mandatos em curso.

As ações recebidas pelos participantes estão sujeitas a período de restrição, a contar de sua entrega, por um período definido pelo CAD, sendo o mínimo de 2 anos a participantes que sejam Conselheiros de Administração. Durante o período de restrição o participante fará jus aos proventos correspondentes as ações, bem como poderá exercer os direitos políticos da ação sem qualquer restrição.

Até 31.12.2024 foram assinadas somente as outorgas de ações restritas detalhadas no quadro a seguir e a despesa reconhecida no resultado do exercício em contrapartida ao Patrimônio Líquido foi de R$ 5.594.

Ações outorgadas	Valor justo R$ (*)	Aprovação pelo CAD	Outorga e início do *vesting*	Aquisição dos direitos (*vesting date*)	Restrição até	Status
397.742	8,12	Ago.2024	02.05.2024	01.05.2025	01.05.2027	Em andamento
516.047	7,60	Out.2024	02.05.2024	25.10.2025	n/a	Em andamento
516.050	7,34	Out.2024	02.05.2024	25.10.2026	n/a	Em andamento
516.058	7,02	Out.2024	02.05.2024	25.10.2027	n/a	Em andamento

(*) Método de cálculo: Cotação na outorga ajustada pelos dividendos esperados

27.7. Ações em tesouraria

Em 25.11.2024, conforme Fato Relevante 09/24, o Conselho de Administração aprovou a criação do primeiro Programa de Recompra de Ações Ordinárias e Preferenciais Classe B, de emissão própria, com o objetivo de manutenção em tesouraria, cancelamento ou alienação, sem redução da cifra do capital social da Companhia, bem como atender ao plano de Outorga(s) de ações restritas e de ações restritas por desempenho (*Performance Shares*).

Em dezembro de 2024 foi realizada a primeira recompra de 5.698.400 ações próprias realizada na [B]³ S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão a preço de mercado. O valor total pago na aquisição das ações foi de R$ 50.044, apresentado em conta redutora do patrimônio líquido. A Companhia tem 18 meses a partir da aprovação do programa para cancelar, revender ou atender ao plano de outorga de ações.

28. Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	31.12.2024	31.12.2023
Fornecimento de energia elétrica	11.383.852	(923.534)	(1.400.957)	(604.371)	—	8.454.990	7.946.168
Suprimento de energia elétrica	3.674.579	(476.396)	(17.461)	(60.094)	—	3.120.628	3.602.788
Disponibilidade da rede elétrica	12.737.940	(1.031.028)	(2.072.970)	(2.585.906)	—	7.048.036	6.002.192
Receita de construção	2.550.809	—	—	—	—	2.550.809	2.333.787
Valor justo do ativo indenizável da concessão	82.424	—	—	—	—	82.424	62.167
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	923.724	(85.444)	—	—	—	838.280	971.203
Outras receitas operacionais	620.778	(61.253)	(12)	—	(3.644)	555.869	561.163
	31.974.106	**(2.577.655)**	**(3.491.400)**	**(3.250.371)**	**(3.644)**	**22.651.036**	**21.479.468**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

28.1. Detalhamento da receita

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Fornecimento de energia elétrica	**11.383.852**	**10.384.872**
Consumidores - distribuição de energia	7.981.076	6.779.582
Consumidores livres - comercialização de energia	2.246.579	2.723.661
Doações e subvenções	1.156.197	881.629
Suprimento de energia elétrica	**3.674.579**	**4.235.612**
Contratos bilaterais	1.960.568	2.112.486
Contratos regulados	1.193.511	1.582.836
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	399.700	425.920
Juros efetivos – bonificação de outorga (NE nº 9.2)	120.800	114.370
Disponibilidade da rede elétrica	**12.737.940**	**10.930.593**
Consumidores	11.831.389	10.058.379
Concessionárias e geradoras	128.756	106.564
Receita de operação e manutenção – O&M e juros efetivos	777.795	765.650
Receita de construção	**2.550.809**	**2.333.787**
Concessão de distribuição de energia	2.427.296	2.234.542
Concessão de transmissão de energia (a)	123.513	99.245
Valor justo do ativo indenizável da concessão	**82.424**	**62.167**
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	**923.724**	**1.070.196**
Outras receitas operacionais	**620.778**	**629.792**
Arrendamentos e aluguéis	546.507	464.184
Valor justo na compra e venda de energia	—	5.045
Renda da prestação de serviços	38.238	41.891
Outras receitas	36.033	118.672
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**31.974.106**	**29.647.019**
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.577.655)	(2.477.418)
(-) ICMS	(3.491.400)	(2.733.900)
(-) ISSQN	(3.644)	(4.087)
(-) Encargos setoriais (28.2)	(3.250.371)	(2.952.146)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**22.651.036**	**21.479.468**

(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 10.2.

Os impactos da receita não faturada de fornecimento de energia e encargos de uso da rede da Copel DIS, contabilizada conforme a prática contábil apresentada na NE nº 4.11, foi de R$ 80.296 no exercício de 2024.

28.2. Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Conta de desenvolvimento energético – CDE – concessão de distribuição de energia (28.2.1)	2.683.329	2.659.092
Outros encargos do consumidor – bandeira tarifária (28.2.2)	247.021	1.216
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética – P&D e PEE	174.616	161.039
Quota para reserva global de reversão – RGR	50.475	46.750
Conta de desenvolvimento energético – CDE – concessão de transmissão de energia	78.500	68.901
Taxa de fiscalização	16.430	15.148
	3.250.371	**2.952.146**

28.2.1. 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, além de subsidiar a tarifa social, 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.

O saldo é composto da seguinte forma:

	Período	31.12.2024	31.12.2023
CDE USO	Cotas (a)	2.310.894	2.201.372
	Conta Covid (b)	103.952	183.444
	Escassez hídrica (c)	1.971	1.725
	Liminares (e)	—	(963)
		2.416.817	**2.385.578**
CDE ENERGIA	Conta Covid (b)	93.468	164.943
	Escassez hídrica (c)	49.661	43.453
	GD - Geração distribuída (d)	123.383	65.118
		266.512	**273.514**
		2.683.329	**2.659.092**

(a) CDE Uso: Res. Homologatória nº 3.305/2023 (a partir de janeiro/2024); Res. Homologatória nº 3.175/2023 (abril a dezembro/2023); Res. Homologatória nº 3.165/2022 (janeiro a março/2023).

(b) CDE Uso e Energia - Conta Covid: Despacho nº 939/2021 (junho/2021 a dezembro/2025). Despacho 689/2024 determinou o valor da cota em R$ 17.419 para a 37º a 48º parcela por determinação da Aneel, Despacho Aneel 3.056 09/10/24, foi interrompido o recolhimento a partir de setembro/2024.

(c) CDE Uso e Energia - Escassez hídrica: Decreto nº 10.939/2022 e Resolução Normativa nº 1.008/2022. Tem o objetivo de devolução do montante de R$ 145.844, recebidos em 2022 para cobertura dos custos adicionais associados à situação de crise hídrica que afetou o país ao longo de 2021, recolhido pelo período de 4 anos a partir de junho/2023. Por determinação da Aneel, Despacho Aneel 3.056 09/10/24, foi interrompido o recolhimento a partir de setembro/2024.

(d) CDE Energia - GD - Geração distribuída: Res. Homologatória nº 3.175/2023 (junho a dezembro/2023) e Res. Homologatória 3.305/2023 (junho/2024 a maio/2025). A partir de junho de 2023, a Copel DIS passou a recolher a CDE Geração Distribuída - GD, no montante mensal de R$ 10.981 a partir de junho/2024 (R$ 9.303 em junho/2023). O subsídio decorre da Lei nº 14.300/2022, que instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Geração Distribuída – MMGD.

(e) Liminares: diferenças tarifárias, devolvidas a consumidores, de acordo com Despacho Aneel 3.225/2022.

28.2.2. Bandeira tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias, instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 547/2013 vigente desde 2015, indica 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. Com a melhora da situação hídricas no país, prevaleceu a aplicação da bandeira verde de maio/2022 a junho/2024. As condições se alteraram em 2024 e, partir de julho, os adicionais sobre a tarifa retornaram variando de bandeira amarela à vermelha - patamar 2.

29. Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2024	31.12.2023
Custos e despesas gerenciáveis				
Pessoal e administradores (29.2)	(73.838)	—	(73.838)	(72.432)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 21.2)	(10.149)	—	(10.149)	(8.839)
Material	(1.946)	—	(1.946)	(1.384)
Serviços de terceiros	(47.658)	—	(47.658)	(65.775)
Perdas de créditos, provisões e reversões (29.4)	—	(83.596)	(83.596)	(47.348)
Outras receitas (despesas) operacionais	(30.182)	(2.737)	(32.919)	(17.292)
	(163.773)	**(86.333)**	**(250.106)**	**(213.070)**
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	(2.123)	(1.122)	(3.245)	(3.017)
	(165.896)	**(87.455)**	**(253.351)**	**(216.087)**

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2024	31.12.2023
Custos e despesas não gerenciáveis						
Energia elétrica comprada para revenda (29.1)	(8.924.895)	—	—	—	(8.924.895)	(7.716.190)
Encargos de uso da rede elétrica	(2.865.490)	—	—	—	(2.865.490)	(2.896.710)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(936)	—	—	—	(936)	(17.654)
	(11.791.321)	**—**	**—**	**—**	**(11.791.321)**	**(10.630.554)**
Custos e despesas gerenciáveis						
Pessoal e administradores (29.2)	(721.764)	—	(360.033)	—	(1.081.797)	(1.878.332)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 21.1)	(178.232)	—	(81.120)	—	(259.352)	(260.159)
Material	(69.902)	—	(16.980)	—	(86.882)	(102.667)
Serviços de terceiros (29.3)	(795.736)	(2.557)	(276.015)	—	(1.074.308)	(996.312)
Perdas de créditos, provisões e reversões (29.4)	(24.165)	(100.730)	—	(220.207)	(345.102)	(92.235)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (29.6)	(278.237)	(33.834)	(48.004)	119.233	(240.842)	(430.544)
	(2.068.036)	**(137.121)**	**(782.152)**	**(100.974)**	**(3.088.283)**	**(3.760.249)**
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	(1.377.527)	—	(43.198)	(44.753)	(1.465.478)	(1.382.040)
Custo de construção (29.5)	(2.522.908)	—	—	—	(2.522.908)	(2.319.720)
	(3.900.435)	**—**	**(43.198)**	**(44.753)**	**(3.988.386)**	**(3.701.760)**
	(17.759.792)	**(137.121)**	**(825.350)**	**(145.727)**	**(18.867.990)**	**(18.092.563)**

29.1. Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Compra de energia no ambiente regulado – CCEAR	4.009.747	3.658.852
Itaipu Binacional	950.389	980.302
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	832.656	431.303
Contratos bilaterais	1.849.268	1.998.640
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa – Proinfa	337.978	370.495
Micro e mini geradores	1.726.602	1.125.857
Valor justo na compra e venda de energia	36.604	—
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(818.349)	(849.259)
	8.924.895	**7.716.190**

29.2. Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Pessoal				
Remunerações (a)	20.516	25.293	557.666	742.449
Encargos sociais	7.090	8.074	186.502	220.148
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.6)	1.364	—	1.531	—
Auxílio alimentação e educação	1.608	1.733	97.709	109.307
Programa de desligamentos voluntários (b)	748	17.102	18.306	610.057
	31.326	**52.202**	**861.714**	**1.681.961**
Administradores				
Honorários	19.243	9.776	27.362	17.889
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.6)	4.064	—	4.064	—
Encargos sociais	5.919	2.417	8.766	4.559
Outros gastos	337	112	608	261
	29.563	**12.305**	**40.800**	**22.709**
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	**12.949**	**7.925**	**179.283**	**173.662**
	73.838	**72.432**	**1.081.797**	**1.878.332**

(a) Em 2023 foram registrados R$ 3.584 na Controladora e R$ 138.173 no Consolidado referente a indenização do segundo terço adicional de férias aprovado em Acordo Coletivo de Trabalho em 19.01.2023.

29.3. Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Manutenção do sistema elétrico	472.011	430.954
Manutenção de instalações	139.924	117.981
Comunicação, processamento e transmissão de dados	119.281	107.818
Atendimento ao consumidor / call center	104.700	100.574
Consultoria e auditoria	77.333	81.904
Leitura e entrega de faturas	60.308	58.734
Outros serviços	100.751	98.347
	1.074.308	**996.312**

29.4. Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Provisão para litígios (NE nº 26)	20.735	46.440	222.251	157.668
Perdas (reversão de perdas) estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 9.3)	—	—	(3.590)	(3.193)
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 15.4)	—	—	27.755	(174.500)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	—	—	100.730	109.435
Perdas (reversão de perdas) estimadas em créditos tributários	—	—	(2.044)	2.825
Provisão para perdas em participações societárias	62.861	908	—	—
	83.596	**47.348**	**345.102**	**92.235**

29.5. Custo de construção

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Material	1.519.486	1.409.633
Serviços de terceiros	785.333	689.886
Pessoal	170.749	184.246
Outros	47.340	35.955
	2.522.908	**2.319.720**

29.6. Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	173.318	152.604
Seguros	41.111	48.914
Comunicação corporativa	34.546	31.254
Taxa de arrecadação	33.831	43.022
Indenizações	30.435	21.699
Arrendamentos e aluguéis	28.045	30.528
Tributos	23.358	23.463
Taxa de fiscalização da Aneel	19.458	18.248
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais	4.434	8.808
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas (29.6.1)	(225.683)	45.596
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	77.989	6.408
	240.842	**430.544**

29.6.1. Perdas (ganhos) na desativação e alienação de bens, líquidas

No total apresentado no quadro está contemplado o montante de R$ 264.434 referente ao ganho decorrente do processo de alienação de ativos inservíveis às concessões da Copel GeT e FDA. A operação, concluída em setembro de 2024 com a assinatura dos contratos de compra e venda (CCVA), foi realizada em dois blocos: venda de terrenos e edificações localizados em Curitiba e venda de imóveis localizados próximos de usinas hidrelétricas no interior do Estado do Paraná.

O valor total da operação comercial de venda dos ativos foi de R$ 286.000, dos quais R$ 11.440 foram recebidos em 2024, e o saldo, acrescido de juros e correção monetária, será recebido em até 10 anos, podendo ser antecipado tendo em vista a prioridade das vendedoras na geração de caixa dos empreendimentos, conforme previsto em contrato.

O saldo a receber, registrado na rubrica de outros créditos (NE nº 11), está garantido pela alienação fiduciária dos respectivos imóveis.

30. Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	184.561	106.242	738.229	540.672
Acréscimos moratórios sobre faturas	–	–	231.333	200.341
Juros sobre impostos a compensar	9.718	16.447	92.794	89.938
Outras receitas financeiras	20.907	20.322	74.252	75.660
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	–	–	44.033	62.795
Rendimentos e atualização monetária de depósitos judiciais	6.560	9.608	32.859	55.092
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 23.1)	–	–	17.838	69.059
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	–	–	2.629	17.073
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(10.335)	(6.738)	(49.188)	(41.514)
	211.411	**145.881**	**1.184.779**	**1.069.116**
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária e encargos da dívida	–	–	1.745.166	1.763.555
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 12.3.1)	–	–	167.296	140.214
Atualização monetária de litígios (NE nº 26.1)	27.313	13.552	96.964	77.715
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	86.609	101.251	86.609	101.251
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE nº 12.3.1)	–	–	43.327	58.518
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	–	–	40.616	10.605
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	–	–	35.186	4.542
Juros sobre passivo de arrendamentos (NE nº 24.2)	779	569	28.560	24.292
Juros sobre parcelamento de tributos		25.791		39.569
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 22.1)	–	–	22.050	26.009
Outras despesas financeiras	32.882	297	50.228	27.836
	147.583	**115.669**	**2.341.793**	**2.274.106**
Líquido	**63.828**	**30.212**	**(1.157.014)**	**(1.204.990)**

31. 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.

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 31.12.2024, 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 31.12.2024.

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.

31.1. 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. O segmento foi descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Compagas (NE nº 37);

Comercialização (COM) – tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos;

Serviços (SER) – tem como atribuição a prestação de serviços, incluindo aluguel de infraestrutura de geração distribuída, e participação em investimentos de inovação aberta.

Holding – tem como atribuição a participação em outras empresas.

31.2. Ativo por segmento reportável

ATIVO 31.12.2024	Energia elétrica			SER	Holding	Operações intersegmento/ Outros (a)	Consolidado
	GET	DIS	COM				
ATIVO TOTAL	**29.552.246**	**23.567.303**	**1.447.083**	**149.155**	**4.571.127**	**(1.902.758)**	**57.384.156**
ATIVO CIRCULANTE	**4.796.497**	**6.769.769**	**916.049**	**48.889**	**3.486.544**	**(2.975.940)**	**13.041.808**
ATIVO NÃO CIRCULANTE	**24.755.749**	**16.797.534**	**531.034**	**100.266**	**1.084.583**	**1.073.182**	**44.342.348**
Realizável a Longo Prazo	7.418.447	6.847.655	520.427	15.084	894.484	(380.976)	15.315.121
Investimentos	3.411.005	442	—	—	166.490	—	3.577.937
Imobilizado	8.428.157	—	702	80.590	7.248	—	8.516.697
Intangível	5.365.916	9.788.358	5.731	901	8.546	1.454.158	16.623.610
Direito de uso de ativos	132.224	161.079	4.174	3.691	7.815	—	308.983

(a) Contempla os montantes de eliminação entre segmentos e os ajustes de consolidação.

ATIVO 31.12.2023	Energia elétrica			SER	GÁS	Holding	Operações intersegmento/ Ouros (a)	Consolidado
	GET	DIS	COM					
ATIVO TOTAL	**26.663.528**	**21.831.127**	**1.824.990**	**62.676**	**1.023.624**	**5.963.396**	**(1.550.267)**	**55.819.074**
ATIVO CIRCULANTE	**3.841.190**	**5.153.666**	**1.074.359**	**13.598**	**240.017**	**4.980.784**	**(1.587.884)**	**13.715.730**
ATIVO NÃO CIRCULANTE	**22.822.338**	**16.677.461**	**750.631**	**49.078**	**783.607**	**982.612**	**37.617**	**42.103.344**
Realizável a Longo Prazo	6.966.439	8.229.821	740.114	593	73.274	795.156	(461.960)	16.343.437
Investimentos	3.345.350	443	—	—	—	166.004	—	3.511.797
Imobilizado	11.060.949	—	770	43.881	—	8.424	(288.603)	10.825.421
Intangível	1.341.216	8.317.327	5.784	911	699.697	6.336	798.818	11.170.089
Direito de uso de ativos	108.384	129.870	3.963	3.693	10.636	6.692	(10.638)	252.600

(a) Contempla os montantes de eliminação entre segmentos, os ajustes de consolidação e reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

31.3. Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO 31.12.2024	Energia Elétrica									
	GET									
	GER	TRA	DIS	COM	GÁS	SER	Holding	Reclassificações NE nº 37	Operações inter-segmento	Consolidado
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**3.477.696**	**1.144.481**	**17.030.454**	**3.568.463**	**562.129**	**6.333**	**-**	**(561.141)**	**(2.577.379)**	**22.651.036**
Receita operacional líquida com terceiros	1.473.628	708.119	16.992.784	3.470.172	13.618	6.333	—	(13.618)	—	22.651.036
Receita operacional líquida entre segmentos	2.004.068	436.362	37.670	98.291	548.511	—	—	(547.523)	(2.577.379)	—
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(2.348.476)**	**(294.559)**	**(15.048.163)**	**(3.553.557)**	**(503.516)**	**(7.129)**	**(192.548)**	**502.579**	**2.577.379**	**(18.867.990)**
Energia elétrica comprada para revenda	(195.695)	—	(7.308.796)	(3.524.688)	—	—	—	—	2.104.284	(8.924.895)
Encargos de uso da rede elétrica	(625.586)	—	(2.729.154)	—	—	—	—	17.586	471.664	(2.865.490)
Pessoal e administradores	(218.436)	(141.042)	(636.853)	(14.462)	(33.621)	(264)	(73.864)	36.745	—	(1.081.797)
Planos previdenciário e assistencial	(46.764)	(32.041)	(168.977)	(1.737)	(4.083)	(45)	(10.152)	4.447	—	(259.352)
Material	(15.620)	(5.711)	(63.493)	(114)	(416)	(16)	(1.946)	434	—	(86.882)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.880)	—	—	—	—	—	—	172	772	(936)
Gás natural e insumos para operação de gás	—	—	—	—	(397.554)	—	—	397.554	—	—
Serviços de terceiros	(249.558)	(55.001)	(719.122)	(4.603)	(10.650)	(3.951)	(48.483)	14.134	2.926	(1.074.308)
Depreciação e amortização	(821.258)	(17.069)	(592.226)	(1.746)	(27.146)	(2.788)	(3.245)	—	—	(1.465.478)
Provisão (reversão) para litígios	(24.462)	(9.340)	(168.067)	178	(32)	—	(20.735)	207	—	(222.251)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(24.165)	—	—	—	—		—	—	—	(24.165)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(13.172)	(9.007)	(75.402)	(958)	(7.509)	(147)	—	7.509	—	(98.686)
Custo de construção	—	(95.610)	(2.427.298)	—	(13.618)	—	—	13.618	—	(2.522.908)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(111.880)	70.262	(158.775)	(5.427)	(8.887)	82	(34.123)	10.173	(2.267)	(240.842)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**14.431**	**262.463**	**—**	**—**	**—**	**—**	**4.308**	**—**	**—**	**281.202**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**1.143.651**	**1.112.385**	**1.982.291**	**14.906**	**58.613**	**(796)**	**(188.240)**	**(58.562)**	**—**	**4.064.248**
Receitas financeiras	294.113	90.377	516.031	40.813	29.114	3.285	248.195	(30.182)	(6.967)	1.184.779
Despesas financeiras	(778.328)	(301.485)	(1.041.951)	(325)	(39.721)	(4.906)	(223.032)	40.988	6.967	(2.341.793)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	**659.436**	**901.277**	**1.456.371**	**55.394**	**48.006**	**(2.417)**	**(163.077)**	**(47.756)**	**—**	**2.907.234**
Imposto de renda e contribuição social	(197.338)	(93.925)	(322.349)	(11.310)	(17.301)	(1.935)	18.192	26.531	—	(599.435)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	**462.098**	**807.352**	**1.134.022**	**44.084**	**30.705**	**(4.352)**	**(144.885)**	**(21.225)**	**—**	**2.307.799**
Resultado de operações descontinuadas	12.004	—	—	—	—	—	458.342	21.225		491.571
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**474.102**	**807.352**	**1.134.022**	**44.084**	**30.705**	**(4.352)**	**313.457**	**—**	**—**	**2.799.370**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO 31.12.2023	Energia Elétrica									
	GET									
	GER	TRA	DIS	COM	GÁS	SER	Holding	Reclassificações NE nº 37	Operações inter-segmento	Consolidado
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.179.457**	**1.096.351**	**15.085.707**	**4.056.904**	**978.581**	**—**	**—**	**(977.148)**	**(2.940.384)**	**21.479.468**
Receita operacional líquida com terceiros	1.764.212	687.829	15.048.581	3.978.846	17.014	—	—	(17.014)	—	21.479.468
Receita operacional líquida entre segmentos	2.415.245	408.522	37.126	78.058	961.567	—	—	(960.134)	(2.940.384)	—
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	**(2.372.792)**	**(474.506)**	**(13.983.117)**	**(3.948.286)**	**(814.455)**	**(2.606)**	**(215.666)**	**778.481**	**2.940.384**	**(18.092.563)**
Energia elétrica comprada para revenda	(214.198)	(14.741)	(6.074.752)	(3.908.484)	—	—	—	3.282	2.492.703	(7.716.190)
Encargos de uso da rede elétrica	(658.229)	—	(2.715.273)	—	—	—	—	33.873	442.919	(2.896.710)
Pessoal e administradores	(368.744)	(247.393)	(1.174.906)	(21.133)	(43.201)	(62)	(72.475)	49.582	—	(1.878.332)
Planos previdenciário e assistencial	(49.626)	(33.003)	(167.533)	(1.877)	(6.222)	(10)	(8.843)	6.955	—	(260.159)
Material	(20.937)	(5.583)	(74.501)	(77)	(1.574)	(212)	(1.397)	1.614	—	(102.667)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(19.113)	—	—	—	—	—	—	158	1.301	(17.654)
Gás natural e insumos para operação de gás	—	—	—	—	(678.885)	—	—	678.885	—	—
Serviços de terceiros	(242.712)	(50.019)	(643.999)	(3.389)	(13.861)	(1.594)	(66.592)	22.517	3.337	(996.312)
Depreciação e amortização	(843.480)	(16.207)	(521.301)	(2.003)	(41.148)	(1.668)	(3.032)	46.799	—	(1.382.040)
Provisão (reversão) para litígios	(8.204)	(12.777)	(101.960)	(233)	(263)	—	(44.815)	10.584	—	(157.668)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	285.825	—	—	—	—	—	—	(108.132)	—	177.693
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(7.109)	(2.334)	(99.123)	(3.694)	(285)	—	—	285	—	(112.260)
Custo de construção	—	(85.181)	(2.234.539)	—	(17.010)	—	—	17.010	—	(2.319.720)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(226.265)	(7.268)	(175.230)	(7.396)	(12.006)	940	(18.512)	15.069	124	(430.544)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	**16.651**	**283.939**	**—**	**—**	**—**	**—**	**7.219**	**—**	**—**	**307.809**
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	**1.823.316**	**905.784**	**1.102.590**	**108.618**	**164.126**	**(2.606)**	**(208.447)**	**(198.667)**	**—**	**3.694.714**
Receitas financeiras	333.990	66.922	479.944	38.577	36.559	497	182.332	(46.362)	(23.343)	1.069.116
Despesas financeiras	(791.547)	(344.524)	(955.046)	(717)	(48.316)	(1.153)	(202.053)	45.907	23.343	(2.274.106)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	**1.365.759**	**628.182**	**627.488**	**146.478**	**152.369**	**(3.262)**	**(228.168)**	**(199.122)**	**—**	**2.489.724**
Imposto de renda e contribuição social	(228.373)	1.779	(58.368)	(40.928)	(40.750)	—	4.962	7.621	—	(354.057)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	**1.137.386**	**629.961**	**569.120**	**105.550**	**111.619**	**(3.262)**	**(223.206)**	**(191.501)**	**—**	**2.135.667**
Resultado de operações descontinuadas	—	—	—	—	—	—	—	191.501	—	191.501
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	**1.137.386**	**629.961**	**569.120**	**105.550**	**111.619**	**(3.262)**	**(223.206)**	**—**	**—**	**2.327.168**

31.4. Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2024	Energia elétrica					
	GET	DIS	COM	SER	Holding	Consolidado
Ativos de contrato	—	2.196.348	—		—	2.196.348
Imobilizado	105.087	—	18	39.075	17	144.197
Intangível	4.299.529	—	1.319	261	2.378	4.303.487
Direito de uso de ativos	47.266	127.968	564	150	1.988	177.936

31.12.2023	Energia elétrica					
	GET	DIS	COM	SER	Holding	Consolidado
Ativos de contrato	—	1.966.034	—	—	—	1.966.034
Imobilizado	292.671	—	303	42.407	1.659	337.040
Intangível	10.280	—	1.280	86	1.742	13.388
Direito de uso de ativos	41.314	34.958	444	6.302	1.231	84.249

*As adições de 2023 não contemplam os valores da Compagas e UEGA.

32. Instrumentos Financeiros

32.1. Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2024		31.12.2023	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	2	4.161.939	4.161.939	5.634.623	5.634.623
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	529.708	529.708	495.495	495.495
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1	3	2.610.731	2.610.731	1.954.679	1.954.679
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.3	3	75.425	75.425	71.835	71.835
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	697.288	697.288	1.101.684	1.101.684
Outros investimentos temporários (e)		1	10.036	10.036	17.864	17.864
Outros investimentos temporário (e)		2	5.858	5.858	13.864	13.864
			8.090.985	**8.090.985**	**9.290.044**	**9.290.044**
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			9	9	9	9
Clientes (a)	7		4.078.882	4.078.882	3.866.429	3.866.429
Ativos financeiros setoriais (a)	8		—	—	30.946	30.946
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação de outorga (f)	9.2		821.804	923.084	792.741	893.275
			4.900.695	**5.001.975**	**4.690.125**	**4.790.659**
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões – RECs (g)		2	3.207	3.207	3.922	3.922
Outros investimentos temporários (h)		3	14.709	14.709	—	—
			17.916	**17.916**	**3.922**	**3.922**
Total dos ativos financeiros			**13.009.596**	**13.110.876**	**13.984.091**	**14.084.625**
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	385.792	385.792	753.584	753.584
			385.792	**385.792**	**753.584**	**753.584**
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		1.077.810	1.077.810	503.991	503.991
Parcelamento ICMS (i)	12.2		11.963	11.105	41.286	37.777
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert (i)	12.2		339.831	297.583	379.724	322.711
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.3.1		—	—	731.726	731.726
Fornecedores (a)	18		2.466.803	2.466.803	2.285.573	2.285.573
Empréstimos e financiamentos[1] (i)	19		5.154.871	5.128.374	5.387.977	5.138.930
Debêntures (j)	20		12.773.954	12.528.379	9.738.006	9.699.171
Contas a pagar vinculadas à concessão[1] (k)	23		1.138.129	1.258.564	893.855	1.018.630
			22.963.361	**22.768.618**	**19.962.138**	**19.738.509**
Total dos passivos financeiros			**23.349.153**	**23.154.410**	**20.715.722**	**20.492.093**

[1]O saldo contempla os empréstimos e contas a pagar vinculadas à concessão que foi reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

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

a) Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.

b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.

c) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.4).

d) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.12).

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) 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%).

g) Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.2).

h) Calculado conforme métricas de precificação a valor justo do FIP Copel Ventures I, utilizando dados não observáveis em função do estágio inicial das startups investidas.

i) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + spread de 1,12%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado, exceto para os contratos junto ao Banco do Nordeste do Brasil - BNB que tem o valor justo similar ao valor contábil, tendo em vista as características contratuais para construção de infraestrutura específica.

j) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário – PU em 31.12.2024, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais – Anbima.

k) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,23% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

32.2. Gerenciamento dos riscos financeiros

Os negócios da Companhia estão expostos aos seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

32.2.1. 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	Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2024
Caixa e equivalentes de caixa (a)	4.161.939	5.634.623
Títulos e valores mobiliários (a)	529.708	495.495
Cauções e depósitos vinculados (a)	9	9
Clientes (b)	4.078.882	3.866.429
Ativos financeiros setoriais (c)	—	30.946
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	2.610.731	1.954.679
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação de outorga (d)	821.804	792.741
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	75.425	71.835
Outros investimentos temporários (f)	30.603	31.728
	12.309.101	**12.878.485**

a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar os recursos financeiros em instituições bancárias federais ou em bancos privados com baixo risco de crédito, conforme *rating* local das principais agências classificadoras.

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 clientes 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 atrelados aos Ativos e passivos financeiros setoriais e aos investimentos em infraestrutura, não recuperados por meio de tarifa de energia elétrica de distribuição.

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, posteriormente abarcada pela Resolução Normativa nº 1027/2022, na qual disciplinou-se a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais para as UHEs Governador Parigot de Souza – GPS e Mourão – MOU, que estão em fiscalização por parte da Aneel, conforme descrito na NE nº 9.3. 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, que vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado, e os riscos inerentes ao investimento em startups, monitorados por meio de avaliação de riscos tecnológicos e de mercado, e gestão de expectativas de crescimento.

32.2.2. 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 desse risco 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. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias, enquanto que as de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

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 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 2029, repetem-se os indicadores de 2028 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Nível	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	Mais de 5 anos	Total
31.12.2024							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	41.142	681.322	990.756	2.717.667	3.082.966	7.513.853
Debêntures	NE nº 20	198.579	5.755	3.138.439	8.761.862	6.801.259	18.905.894
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno +IGP-M e IPCA	9.568	19.158	96.944	771.456	1.977.517	2.874.643
Fornecedores	—	2.058.249	334.366	18.482	55.706	—	2.466.803
Pert	Selic	5.604	11.315	52.803	330.143	7.618	407.483
Parcelamento ICMS	Selic	—	2.620	3.065	7.468	—	13.153
Passivos financeiros setoriais	Selic	78.712	159.821	763.484	174.342	—	1.176.359
Passivo de arrendamentos	NE nº 24	1.863	3.760	17.000	62.787	300.277	385.687
		2.393.717	**1.218.117**	**5.080.973**	**12.881.431**	**12.169.637**	**33.743.875**

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 19.3 e 20.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (covenants) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

32.2.3. 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.

Análise de sensibilidade do risco cambial – dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da variação cambial do dólar norte-americano sobre seus passivos financeiros expostos a tais riscos.

Risco cambial	Risco	Base 31.12.2024	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Itaipu	Alta do dólar	(162.198)	5.037	(34.253)	(73.543)
		(162.198)	**5.037**	**(34.253)**	**(73.543)**

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) / IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional 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$6,00) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2025 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.

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) / IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional 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 – 15,00%, IPCA – 5,50%, IGP-M – 5,00%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2025 do Relatório Focus do Bacen, e TJLP de 8,79% calculado por 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.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base 31.12.2024	Cenários projetados Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	529.708	78.132	58.585	39.092
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	9	1	1	1
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	3.432.535	188.789	141.592	94.395
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Baixa IPCA	75.425	4.148	3.111	2.074
		4.037.677	**271.070**	**203.289**	**135.562**
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.522)	(112.728)	(140.910)	(169.092)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.036.260)	(155.439)	(194.299)	(233.159)
BNDES	Alta TJLP	(1.401.520)	(123.232)	(154.040)	(184.848)
BNDES	Alta IPCA	(395.126)	(21.732)	(27.165)	(32.598)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(1.529.105)	(84.101)	(105.126)	(126.151)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(37.507)	(3.298)	(4.122)	(4.947)
Outros	Sem Risco	(3.831)	—	—	—
Debêntures	Alta CDI/Selic	(8.070.490)	(1.210.574)	(1.513.217)	(1.815.860)
Debêntures	Alta IPCA	(4.629.755)	(254.637)	(318.296)	(381.955)
Debêntures	Alta TJLP	(73.709)	(6.481)	(8.101)	(9.722)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(1.077.810)	(161.672)	(202.089)	(242.507)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(11.963)	(1.794)	(2.243)	(2.692)
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert	Alta Selic	(339.831)	(50.975)	(63.718)	(76.462)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(861.982)	(43.099)	(53.874)	(64.649)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(276.147)	(15.188)	(18.985)	(22.782)
		(20.496.558)	**(2.244.950)**	**(2.806.185)**	**(3.367.424)**

32.2.4. 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.

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 2025 esteja minimizado.

Os critérios de garantia de suprimento de energia estão atualmente estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. Com fundamento, os órgãos responsáveis mantêm os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança em todos os subsistemas.

32.2.5. 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 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.

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 Ambiente de Contratação Regulada - ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro, 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 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.

32.2.6. 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.

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.

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).

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 de novo contrato de concessão de geração de energia elétrica associada à privatização de concessionária sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município.

Em 19.11.2024, foram celebrados com o Poder Concedente os novos Contratos de Concessão nº(s) 01/2024 e 02/2024 das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga - GNB ("Segredo") e Governador José Richa - GJR ("Salto Caxias") pelo prazo de 30 anos, decorrente do processo de transformação da Copel em "Corporação" (NE nº 1).

As concessões de geração e transmissão a vencer nos próximos dez anos são as relacionadas a UHE Derivação do Rio Jordão, PCH Arturo Andreoli e a Linha de Transmissão Bateias-Jaguariaíva 230 kV (NE nº 2).

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. Atualmente, a regulamentação do Decreto está em discussão, por meio de Tomadas de Subsídios disponibilizadas à sociedade pela Aneel.

32.2.7. 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 de qualidade que, se descumpridos, podem acarretar a extinção da concessão, respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório. A Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896/2020, 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.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Critérios	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	Caducidade da concessão
	Indicadores de qualidade	no ano base	Plano de resultados
		2 anos consecutivos ou 3 dos 5 anos civis anteriores	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
		3 anos consecutivos	Caducidade 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

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites DEC	FEC	Qualidade - realizado DEC	FEC
2023	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	8,69	6,39	7,85	5,20
2024		—	8,36	5,94	7,92	5,35

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.

Indicadores de qualidade: Para os anos de 2022 a 2026, os limites anuais constam na Resolução Autorizativa nº 10.231/2021.

A apuração dos resultados ocorre ao final de cada ano civil, quando da divulgação anual dos resultados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR.

32.2.8. Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No processo de compra de energia elétrica, a Copel Distribuição finalizou o ano com um nível de contratação de 102,5%.

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, sendo a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia 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.

Considerando que a Empresa terminou o ano dentro dos limites regulatórios, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação, neste ano.

32.2.9. Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica, comercializados por meio de leilões regulados, possuem cláusulas de performance de geração, as quais estabelecem um montante mínimo de entrega de energia, com periodicidade anual e/ou quadrienal. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento, o que pode implicar em produção de energia inferior ao montante mínimo de energia contratada. Tal descumprimento contratual pode comprometer receitas futuras da Companhia.

O saldo registrado no passivo referente a não performance está demonstrado na NE nº 25. O aumento do passivo se deve ao fato de que os montantes a pagar estavam suspensos até 31.12.2024 em virtude das discussões no setor a respeito das restrições de geração dos parques eólicos (constrained-off). Além disso, após perturbação ocorrida no Sistema Interligado Nacional - SIN em 15.08.2023, o ONS, de forma preventiva, elevou a frequência das restrições, o que aumentou a restrição de geração de empreendimentos eólicos situados na região Nordeste. Estes eventos, de redução ou corte da geração de energia, principalmente em usinas eólicas e solares, se dão quando a produção supera a capacidade de consumo ou de transmissão do sistema elétrico. A questão é conhecida no setor elétrico como *curtailment*.

Em dezembro de 2023, o Tribunal Regional Federal da 1ª região (TRF1) acatou os argumentos da ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica e ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica e determinou que a CCEE realizasse os pagamentos de compensações aos geradores na liquidação do mercado de curto prazo subsequente. Essa medida não foi cumprida pois a CCEE justificou que aguardava a definição das regras por parte da Aneel. Em julho, antes de qualquer regulamentação, a Aneel conseguiu a suspensão da decisão, argumentando ausência de urgência que justificasse a liminar. Em dezembro de 2024, o Tribunal Regional Federal da 1ª região (TRF1) decidiu liminarmente que os geradores têm direito ao ressarcimento pela energia não gerada devido a determinações do ONS (curtailment), restabelecendo a liminar anterior, porém sem retroagir ao momento em que foi suspensa anteriormente. Essa decisão dispõe que os geradores das fontes eólicas e solar voltem a ser compensados por eventos por restrição de operação, com efeitos futuros.

A Aneel recorreu da decisão e, em 22.01.2025, o Superior Tribunal de Justiça (STJ) julgou procedente o pedido e suspendeu novamente a liminar concedida. Na decisão, o STJ argumenta que os prejuízos decorrentes do curtailment não podem ser repassados aos consumidores sem um exame mais aprofundado a respeito da tese relativa aos riscos inerentes da atividade empresarial. Considerando que a liminar foi derrubada antes da primeira liquidação financeira (que ocorreria no início de fevereiro), os geradores não chegaram a ser ressarcidos pelos cortes de geração realizados desde então. A ação judicial aguarda o julgamento do mérito.

32.2.10. Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

O quadro abaixo apresenta os valores nocionais dos contratos de comercialização de energia elétrica na data destas demonstrações financeiras:

	Compra	Venda
2025	865.646	876.276
2026	734.956	708.190
2027	666.018	590.091
2028	460.904	475.714
2029	455.201	458.744
2030 a 2040	2.900.179	3.215.134
	6.082.904	**6.324.149**

O prazo médio ponderado ("duration") dos contratos é de 127 meses para compra e 124 meses para venda de energia.

A atividade de comercialização de energia elétrica expõe a Companhia ao risco pela volatilidade do preço futuro de modo que parte das operações de compra e venda futuras são designadas e classificadas como instrumentos financeiros derivativos e reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo por meio do resultado com base na diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações. Deste modo, o quadro a seguir demonstra os saldos do valor justo dos contratos da Companhia registrados na data destas demonstrações financeiras:

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	217.350	(214.955)	2.395
Não circulante	479.938	(170.837)	309.101
	697.288	**(385.792)**	**311.496**

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 31.12.2024 sem inflação e ajustada pelo risco de crédito.

O quadro abaixo apresenta análise de sensibilidade que, para os cenários base e provável, considerou os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários "1" e "2", que consideram elevação ou queda de 25% e 50%.

Consolidado	Variação o preço	Base 31.12.2024	Cenários projetados Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	311.496	311.496	371.103	430.710
	Queda	311.496	311.496	251.887	192.280

32.2.11. 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 o vendedor não registrar a energia contratada na CCEE e/ou o risco de não receber o pagamento pela energia vendida. Na ocorrência de não registro ou não recebimento, a Companhia é obrigada a adquirir/vender 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, embora nossa política seja mais restritiva e as contrapartes apresentem uma boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o descumprimento de obrigações financeiras de um agente desencadeia eventos em outras comercializadoras, podendo impactar as contrapartes da Companhia.

32.3. 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 31.12.2024, o índice foi atingido conforme as premissas definidas nos contratos.

Adicionalmente, a Companhia monitora o endividamento em relação ao patrimônio líquido, conforme demonstrado a seguir.

Endividamento	Consolidado 31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos (a)	5.126.470	5.343.217
Debêntures	12.627.365	9.619.106
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4.161.939)	(5.634.623)
(-) Títulos e valores mobiliários	(434.474)	(405.342)
Dívida líquida	**13.157.422**	**8.922.358**
Patrimônio líquido	25.636.935	24.191.667
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	**0,51**	**0,37**

(a) Contempla os empréstimos e financiamentos que foram reclassificado para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).

O custo médio da dívida em taxa nominal em 2024 é de 11,96% (11,36% em 2023), o que equivale a 98,46% do CDI (97,48% do CDI em 2023).

33. Transações com Partes Relacionadas

33.1. Saldos com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos de Partes Relacionadas destacados em linhas específicas do balanço patrimonial:

	Controladora 31.12.2024	31.12.2023	Consolidado 31.12.2024	31.12.2023
Ativo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (33.1.1)	4.754	54	621	1.336
Ativo não circulante				
Controladas				
UEGA - mútuo	—	35.507	—	—
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (33.1.1)	1.690	1.838	—	—
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento – Elejor	5.851	5.851	—	—

33.1.1. Compartilhamento de estrutura

Saldos se referem, principalmente, a contratos de compartilhamento de despesas de pessoal e administradores, e de serviços, celebrados entre a Copel e suas subsidiárias diretas e indiretas.

33.2. Outras transações com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das demais transações relevantes com partes relacionadas efetuadas pela Companhia, exceto transações de operações em ambiente regulado, registradas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores.

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo 31.12.2024	31.12.2023	Passivo 31.12.2024	31.12.2023	Receita 31.12.2024	31.12.2023	Custo / Despesa 31.12.2024	31.12.2023
Entidades com influência significativa								
Estado do Paraná								
Dividendos	—		193.265	168.032	—	—	—	—
Programa Energia Solidária (a)	22.928	22.314	—	—	—	—	—	—
Empregados cedidos (b)	342	382	—	—	—	—	—	—
BNDES e BNDESPAR								
Dividendos (c)			281.508	212.455	—	—	—	—
Financiamentos (NE nº 19)	—	—	1.796.646	1.939.427	—	—	(164.478)	(180.030)
Debêntures – eólicas (NE nº 20)	—	—	183.225	200.242	—	—	(23.509)	(25.036)
Empreendimentos controlados em conjunto								
Caiuá Transmissora de Energia (d)	402	326	—	—	4.726	3.860	—	—
Dividendos	2.836	2.737	—	—	—	—	—	—
Integração Maranhense Transmissora - dividendos	3.149	739	—	—	—	—	—	—
Matrinchã Transmissora de Energia - dividendos	14.045	14.022	—	—	—	—	—	—
Guaraciaba Transmissora de Energia - dividendos	34.017	44.882	—	—	—	—	—	—
Paranaíba Transmissora de Energia - dividendos	6.635	8.360	—	—	—	—	—	—
Cantareira Transmissora de Energia - dividendos	9.600	10.421	—	—	—	—	—	—
Mata de Santa Genebra Transmissão (e)	2.299	2.180	—	—	13.638	13.653	—	—
Dividendos	11.527	13.837	—	—	—	—	—	—
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (f)	—	—	1.356	1.356	—	—	(14.527)	(15.345)
Dividendos	54	514	—	—	—	—	—	—
Foz do Chopim Energética Ltda. (g)	—	301	—	—	1.456	3.570	—	—
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 29.2)	—	—	—	—	—	—	(40.800)	(22.709)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21)	—	—	—	—	—	—	(1.809)	(1.641)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Aluguel de imóveis administrativos	—	—	130.483	120.451	—	—	(12.211)	(10.091)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21)	—	—	1.158.709	1.484.243	—	—	—	—
Lactec (h)	7	3	468	323	525	462	(1.697)	(5.706)
Sanepar (i)	445	19	—	—	12.164	68	—	—
Sistema Meteorológico do Paraná – Simepar (j)	—	—	649	702	—	—	(7.879)	(8.748)
Tecpar (k)	—	—	—	—	2.281	2.030	—	—
Celepar (k)	—	—	—	—	1.148	1.113	(6)	(26)
Assembleia Legislativa do Paraná (k)	—	—	—	—	326	319	—	—
Portos do Paraná (k)	—	—	—	—	4.114	5.070	—	—

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 a cobrança desses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi ajuizada em novembro de 2018 a ação monitória nº 0006254-29.2018.8.16.0004 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 da 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 ação judicial entre Copel e o Estado do Paraná encontra-se em tramitação no Tribunal de Justiça do Paraná, instância em que as partes buscam a revisão da sentença que reconheceu parte do crédito. O recurso de apelação foi julgado em outubro de 2023, cujo acórdão ainda não foi publicado. Em abril de 2023 a Copel ajuizou uma segunda ação, sob nº 0000873-24.2023.8.16.0179, para cobrança de residual no valor de R$ 25.936. A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

b) Ressarcimento do valor correspondente à remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.

c) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 27.1). 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.

d) Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 10.05.2026.

e) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 31.01.2028, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.

f) Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.

g) Contratos de operação e manutenção firmados pela Copel GeT, vencido em 31.05.2024.

h) 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 e Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.

i) Saneamento básico prestado pela Sanepar e contrato de venda de energia firmado pela Copel COM.

j) 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 ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.

k) Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e 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), Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado), Portos do Paraná (complexo portuário que funciona como empresa pública do Governo do Estado, subordinada à Secretaria de Estado de Infraestrutura e Logística) e Assembleia Legislativa do Estado do Paraná.

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$ 15.964 (R$ 31.971 em 31.12.2023), e a Copel COM possui compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades ligadas ao Governo do

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

Estado do Paraná, incluindo a Sanepar, no total de R$ 201.272 (R$ 216.029 em 31.12.2023).

No que diz respeito ao pessoal chave da administração, além dos benefícios de curto prazo divulgados no quadro acima, foi instituído o Plano de Incentivo de Longo Prazo - ILP, detalhado na NE nº 27.6.

33.3. 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 19 e 20 destas demonstrações financeiras.

O total de garantidas financeiras fornecidas pela Copel em 31.12.2024, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, é de R$ 4.261 (R$ 4.492 em 31.12.2023) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre) é de R$ 495.653 (R$ 602.520 em 31.12.2023).

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
(1)	Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	12.827	49,0
(2)	Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	78.456	49,0
(3)		Financiamento	15.09.2032	426.834	324.713	
(4)	Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	237.130	49,0
(5)		Debêntures	15.12.2030	118.000	105.001	
(6)	Matrinchã Transmissora (b)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	221.140	49,0
(7)		Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	121.039	
(8)		Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	163.044	
(9)	IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	27.688	49,0
(10)	Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	1.702.206	50,1
(11)		Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000		
(12)	Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	331.031	24,5
(13)		Debêntures	15.03.2028	120.000	56.406	

(a) Saldo da dívida bruta, descontado do caixa restrito que já está garantido pelas próprias empresas.
(b) 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.
Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT em todos os empreendimentos.

34. Compromissos

Os principais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não incorridos, portanto não reconhecidos nestas demonstrações financeiras, estão demonstrados a seguir:

Consolidado	31.12.2024	31.12.2023
Contratos de compra e transporte de energia	102.761.072	102.523.854
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	2.435.097	1.741.146
Melhorias nas instalações de Transmissão	310.665	–
Modernização da UHE GPS	215.573	–
Aquisição de ativo imobilizado e melhoria nas usinas eólicas	25.673	–

35. Seguros

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros está demonstrada a seguir:

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2025	2.764.597
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	21.01.2026	2.334.953
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2025	2.225.164
Riscos Nomeados	24.08.2025	1.989.267
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2025	1.892.320
Riscos Operacionais - Aventura e SRMN	28.11.2025	1.221.932
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	28.11.2025	1.101.652
Riscos Operacionais - Ventos de Serra do Mel II e IV	28.11.2025	1.101.502
Riscos Operacionais - Elejor	07.09.2025	901.950
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2025	772.189

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.

36. Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

36.1. Transações que não envolvem caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Adições dos ativos de contrato (a)	–	–	173.709	171.678
Aquisições do ativo imobilizado (a)	–	–	1.738	3.636
Adições de direito de uso de ativos (b)	–	2.789	189.115	82.886
	–	**2.789**	**364.562**	**258.200**

(a) Correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.
(b) Reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamento (NE nº 24).

As citadas transações não envolveram caixa, motivo pelo qual não estão mencionadas na demonstração dos fluxos de caixa.

37. Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas

Em atendimento às diretrizes do Planejamento Estratégico Empresarial da Copel - Visão 2030 quanto à descarbonização do seu portfólio de ativos, priorização de investimentos, ações diretamente ligadas ao seu core business (energia elétrica), concentração em ativos de maior porte e melhoria na eficiência operacional, a Copel avaliou desinvestimentos e reciclagem de ativos e participações, conforme disposto a seguir.

UEG Araucária S.A. (UEGA)

Em 14.12.2023 a Copel e a Copel GeT assinaram o Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) da participação societária na UEGA com a Âmbar Energia S.A., conforme disposto no Fato Relevante 20/23, sendo que o valor da transação na data-base de 30.09.2023, equivalente ao Equity Value referente à participação de 81,2% da Copel no investimento, foi de R$ 290.662.

Em 1º.07.2024, após cumpridas todas as condições previstas no CCVA, foi concluído o desinvestimento da totalidade das ações da participação da Copel (20,3%) e da Copel GET (60,9%) na UEGA para a Âmbar Energia S.A. no valor total de R$ 261.355, dos quais R$ 58.132 já tinham sido recebidos como adiantamento em 14.12.2023. O ganho registrado no resultado da Companhia, líquido de custos de transação e impostos, foi de R$ 14.504 e está demonstrado na linha de operações descontinuadas. Com a conclusão do processo a Copel deixou de controlar a UEGA, transferindo seus ativos e passivos e a direção de seus negócios às adquirentes.

Companhia Paranaense de Gás – Compagas

Em 10.07.2024, a Copel celebrou o Contrato de Compra e Venda do Bloco de Controle - CCVBC com a Compass Dois Ltda., subsidiária da Compass Gás e Energia S.A., referente à venda da totalidade das ações representativas de 51% da Compagas e em 16.09.2024, após cumpridas todas as condições previstas no CCVBC, foi concluído o desinvestimento. A Companhia recebeu 40% do equity value de R$ 906.000, corrigido conforme previsto em contrato considerando a data base de 31.12.2023. O pagamento do saldo devidamente atualizado ocorrerá em etapas, sendo 30% até 16.09.2025 e 30% até 16.09.2026. O ganho registrado no resultado da Companhia, líquido de custos de transação e impostos, foi de R$ 455.842 e está demonstrado na linha de operações descontinuadas. O controle da Copel na Compagas foi transferido com a conclusão do desinvestimento, passando a direção de seus negócios às adquirentes.

Ativos de Geração de Pequeno Porte

Em 08.05.2024 o Conselho de Administração aprovou o início da etapa de propostas não vinculantes para desinvestimento de 13 ativos de geração de pequeno porte da subsidiária integral Copel GeT, totalizando 118,7 MW de capacidade instalada conforme quadro a seguir:

	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física (MW médios)
CGH Pitangui	0,87	0,09
CGH Chopim I	1,98	1,48
CGH Marumbi	4,80	2,40
CGH Melissa	1,00	0,64
CGH Salto do Vau	0,94	0,57
EOL Palmas	2,50	0,40
PCH Apucaraninha	10,00	6,71
PCH Cavernoso	1,30	0,96
PCH Cavernoso II	19,01	10,56
PCH Chaminé	18,00	11,60
PCH São Jorge	2,30	1,54
UHE Guaricana	36,00	16,10
UTE Figueira	20,00	17,70
	118,70	**70,75**

Em 25.11.2024 foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças - CCVA com a Electra Hydra/Intrepid, no valor total de R$ 450.492, correspondente ao equity value dos 13 ativos. Este valor será corrigido conforme previsão contratual. Um sinal de R$ 45.000 foi recebido em 16.12.2024, e o restante será pago na data de fechamento da operação. Os ativos serão transferidos somente após a conclusão do desinvestimento que está condicionada à verificação de condições usuais para operações desta natureza, incluindo a aprovação dos órgãos competentes.

Descruzamento de Ativos

Em 12.12.2024, conforme Fato Relevante 12/24, a Copel GeT celebrou o Contrato de Trespasse de Estabelecimento, de Compra e Venda de Participação Societária, de Cessão Onerosa de Participação em Consórcio com Compra e Venda de Ativos e Outras Avenças com a Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul, por meio do qual acordaram o seguinte:

- A Copel GeT receberá (i) a totalidade dos 49% da participação da Eletrobras na Usina Hidrelétrica Mauá e (ii) a totalidade dos 49,9% da Eletrobras na transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG), passando a Copel GeT a deter participação integral dos respectivos ativos;
- A Copel GeT transferirá para a Eletrobras a Usina Hidrelétrica Colíder;
- Adicionalmente, a Copel GeT pagará R$ 365.000 à Eletrobras através de recursos em caixa, no fechamento da operação, sujeita a mecanismos de ajustes de preço usuais de mercado.

A operação tem como data-base 31.12.2023, o que inclui a transferência do caixa e dos financiamentos dos três ativos.

A conclusão dos desinvestimentos dos Ativos de Geração de Pequeno Porte e do Descruzamento de Ativos aguarda à satisfação de condições precedentes usuais para operações desta natureza, incluindo a aprovação e anuência de órgãos competentes, como a Aneel e BNDES. A aprovação do CADE ocorreu em janeiro de 2025.

Os ativos da UHE Colíder não representam uma linha separada de negócios ou uma área geográfica de operações bem como não constituem uma subsidiária adquirida exclusivamente para revenda e, portanto, não são divulgados como operação descontinuada. A Companhia continua suas atividades no setor de geração de energia.

Saldos classificados como mantidos para venda

Em 31.12.2024 a composição dos ativos e passivos que foram classificados como mantidos para venda, estão apresentados a seguir:

Consolidado	UHE Colíder	Ativos de Geração de Pequeno Porte	31.12.2024	Compagas	UEGA	31.12.2023
Ativos classificados como mantidos para venda						
Caixa e equivalentes de caixa	–	13	13	101.437	22.354	123.791
Clientes	–	–	–	82.954	–	82.954
Estoques	–	–	–	5.383	–	5.383
Tributos a recuperar e tributos diferidos	–	–	–	5.334	112.025	117.359
Depósitos judiciais	–	–	–	61	41	102
Outros créditos	–	–	–	74.083	317	74.400
Ativo de contrato	–	–	–	44.039	–	44.039
Imobilizado	1.602.581	245.844	1.848.425	–	293.751	293.751
Intangível	16.762	16.626	33.388	709.626	35	709.661
Direito de uso de ativos	–	–	–	11.489	–	11.489
	1.619.343	**262.483**	**1.881.826**	**1.034.406**	**428.523**	**1.462.929**
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda						
Obrigações sociais e trabalhistas	–	–	–	9.452	702	10.154
Fornecedores	–	–	–	58.010	3.608	61.618
Obrigações fiscais	–	–	–	51.325	277	51.602
Empréstimos e financiamentos	484.981	22.695	507.676	–	–	–
Debêntures	–	–	–	284.202	–	284.202
Dividendos a pagar	–	–	–	11.914	8.109	20.023
Contas a pagar vinculadas à concessão	32.505	280	32.785	–	–	–
Benefícios pós-emprego	–	–	–	8.608	718	9.326
Passivo de arrendamentos	–	–	–	11.573	–	11.573
Provisões para litígios	–	951	951	16.431	10.935	27.366
Outras contas a pagar	–	–	–	48.710	8.690	57.400
	517.486	**23.926**	**541.412**	**500.225**	**33.039**	**533.264**

Os saldos de 31.12.2024 contemplam os valores contábeis dos ativos e passivos dos 13 empreendimentos de geração de pequeno porte e da UHE Colíder, já ajustados pela cessação da depreciação e amortização. Os saldos da UEGA e Compagas, de 31.12.2023, foram liquidados com o fechamento da operação ocorrido em 1º.07.2024 e 16.09.2024, respectivamente.

Operações Descontinuadas

As receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes da UEGA e Compagas, divulgados como operação descontinuada, estão detalhados nos quadros a seguir.

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Receita operacional líquida	–	–	561.141	977.149
Custos Operacionais	–	–	(446.073)	(692.718)
Lucro operacional bruto	**–**	**–**	**115.068**	**284.431**
Despesas com vendas	–	–	(16.261)	(11.451)
Despesas gerais e administrativas	–	–	(37.874)	(59.410)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	–	–	(2.374)	(14.903)
Resultado da equivalência patrimonial	(6.657)	100.733	–	–
	(6.657)	**100.733**	**(56.509)**	**(85.764)**
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	**(6.657)**	**100.733**	**58.559**	**198.667**
Resultado Financeiro	–	–	(10.806)	455
Lucro (prejuízo) operacional	**(6.657)**	**100.733**	**47.753**	**199.122**
Imposto de renda e contribuição social	–	–	(26.527)	(7.621)
Lucro líquido (prejuízo)	(6.657)	100.733	21.226	191.501
Ganho na operação de venda de participação	714.742	–	725.778	–
Imposto de renda e contribuição social	(244.395)	–	(255.433)	–
Lucro líquido (prejuízo) da operação descontinuada	**463.690**	**100.733**	**491.571**	**191.501**
Outros resultados abrangentes da operação descontinuada	–	933	–	1.650
Resultado abrangente da operação descontinuada	**463.690**	**101.666**	**491.571**	**193.151**

A tabela abaixo demonstra a reconciliação do resultado da operação descontinuada. Os montantes de eliminações de custos e despesas intercompany se referem principalmente aos serviços de operação e manutenção da UEGA prestados pela Copel GET, e à atualização monetária de dividendos da Compagas e UEGA.

	31.12.2024	31.12.2023
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à controladora	463.690	100.733
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à não controladores	16.539	67.485
	480.229	**168.218**
(+) Eliminações de Custos/Despesas intercompany	11.342	23.283
Resultado de operação descontinuada consolidado	**491.571**	**191.501**

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Lucro líquido (prejuízo)	(6.657)	100.733	21.226	191.501
Ajustes ao lucro	3.942	(100.733)	39.476	(12.547)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	21.626	203.888	36.868	–
Variações de ativos e passivos	–	–	(57.434)	14.108
Encargos de debêntures pagos	–	–	(25.051)	(10.423)
Encargos de empréstimos concedidos a partes relacionadas	2.763	–	2.763	–
Impostos e encargos de arrendamentos pagos	–	–	(14.228)	(57.165)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	**21.674**	**203.888**	**3.620**	**125.474**
Aplicações financeiras	–	–	(111)	(144)
Empréstimos concedidos	(14.500)	(35.000)	–	–
Recebimento de empréstimos concedidos	49.500	–	49.500	–
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	–	–	(25.659)	(35.380)
Recebimento pela alienação	432.566	–	584.983	–
Fluxo de caixa das atividades de investimento	**467.566**	**(35.000)**	**608.713**	**(35.524)**
Ingressos de debêntures emitidas	–	–	–	294.045
Ingressos de empréstimos e financiamentos	–	–	59.935	–
Amortizações de principal de debêntures	–	–	(55.313)	(18.437)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	–	–	(2.338)	(3.041)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	–	–	(11.940)	(195.890)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	**–**	**–**	**(9.656)**	**76.677**
Variação no caixa e equivalentes de caixa	**489.240**	**168.888**	**602.677**	**166.627**

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Valor Adicionado a Distribuir				
Receitas	–	–	692.131	1.306.208
(-) Insumos adquiridos de terceiros	–	–	(641.162)	(860.567)
(-) Depreciação e amortização	–	–	–	(46.799)
(+) Valor adicionado transferido	708.085	100.733	755.960	46.362
	708.085	**100.733**	**806.929**	**445.204**
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	–	–	36.558	49.067
Governo	–	–	(16.889)	157.286
Terceiros	–	–	40.256	47.350
Acionistas	708.085	100.733	747.004	191.501
	708.085	**100.733**	**806.929**	**445.204**

38. Eventos subsequentes

38.1 Desinvestimento Consórcio Baixo Iguaçu

Em 21.02.2025, conforme Fato Relevante 01/25, a Copel GeT exerceu o direito de preferência para aquisição da totalidade das ações da Geração Céu Azul S.A. ("Céu Azul"), atualmente pertencentes à Neoenergia S.A., detentora de 70% do Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - CEBI, que explora a Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, pelo equity value de R$ 984 milhões. O compromisso de aquisição foi contratado por adesão ao Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças ("CCVA 1") que já havia sido negociado entre Neoenergia e o potencial comprador original desta participação.

Após o exercício do direito de preferência, a Copel GeT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças junto à DK Holding Investments, S.R.O. ("CCVA 2"), por meio do qual a Copel GeT se comprometeu a alienar (i) a totalidade da referida participação acionária na Céu Azul, que será titular quando do fechamento da operação prevista no CCVA 1, e (ii) sua participação minoritária de 30% no CEBI, pelo equity value de R$ 570 milhões, de forma que a adquirente se tornará proprietária indireta de 100% da UHE Baixo Iguaçu. A operação totaliza, em equity value, o montante de R$ 1.554 milhões.

A transação explora uma oportunidade de negócio que gera valor para a Copel e otimiza sua estrutura operacional e administrativa. A Copel GeT recebeu à vista um sinal equivalente a 10% do valor total deste equity value e o saldo remanescente deve ser quitado até a data do fechamento, com ajustes usuais para esse tipo de negociação. Os fechamentos das transações previstas no CCVA 1 e no CCVA 2 estão condicionados ao cumprimento de determinadas condições precedentes, características desse tipo de operação.

Curitiba, 27 de fevereiro de 2025.

DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Presidente

DIOGO MAC CORD DE FARIA
Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital

YURI MÜLLER LEDRA
Vice-Presidente Jurídico e de Compliance

FELIPE GUTTERRES RAMELLA
Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores

MÁRCIA CRISTINE RIBEIRETE BAENA
Vice-Presidente de Gente e Gestão

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Vice-Presidente de Regulação e Mercado

ROBSON CARLOS NOGUEIRA
Contador - CRC-PR-047941/O-4

COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAS

A Companhia Paranaense de Energia - Copel (B3 - Brasil, Bolsa e Balcão: CPLE3; CPLE5; CPLE6), apresenta o acompanhamento de sua projeção do Programa de Investimentos no período findo em 31 de dezembro de 2024 em comparação com a estimativa divulgada nas Demonstrações Financeiras do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023.

Programa de Investimentos	Período findo em 31 de dezembro de 2024		
	Acumulado 4º Trimestre* (A)	Projetado 2024* (B)	% (A/B)
Geração e Transmissão [1]	199.947	209.663	95%
Distribuição [2]	2.196.912	2.091.720	105%
Empreendimentos Eólicos [3]	41.229	55.487	74%
Outros [4]	46.288	75.320	61%
Bônus de Outorga das UHEs Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias [5]	4.073.915	4.073.915	100%
TOTAL	6.558.292	6.506.105	101%

1 Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).
2 Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total.
3 Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo.
4 Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.
5 Valor projetado considera atualização da Selic.

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Resolução CVM Nº 80/2022, o quadro abaixo demonstra a proposta de orçamento de capital para o ano de 2025, aprovado na 256ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 06.11.2024, para posterior deliberação da Assembleia Geral em abril de 2025.

Programa de Investimentos	R$ Mil
Geração e Transmissão (a)	464.140
Distribuição	2.501.873
Comercialização	4.466
Outros (b)	58.637
TOTAL	3.029.116

(a) Inclui Eólicas Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo e as SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).
(b) Inclui Holding e Copel Serviços.

Programa de Investimentos	R$ Mil
Recursos de Terceiros	1.969.280
Retenção de Lucros	1.059.836
TOTAL	3.029.116

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf
Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

PARECER DO CONSELHO FISCAL

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 2024, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2024 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado para o exercício de 2024, e as correspondentes notas explicativas, bem como a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2024 e a Proposta de Orçamento de Capital para o exercício de 2025. 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, pelo Comitê de Auditoria Estatutário e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, emitido pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes sem ressalvas, e o Relatório Anual do Comitê de Auditoria Estatutário de 2024, os Conselheiros Fiscais opinam que as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2024, bem como a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2024 e o Orçamento de Capital para o exercício de 2025, deliberados pelo Conselho de Administração em 27 de fevereiro de 2025, estão em condições de ser encaminhados à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 27 de fevereiro de 2025

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

FRANCISCO OLINTO VELO SCHMITT

FILIPE BORDALO DI LUCCIO

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, permitida reeleição. Na composição do CAE são observados os seguintes parâmetros:

I. *ter a maioria de membros independentes nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis;*
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;*
V. *o Coordenador do Comitê deverá ser membro do Conselho de Administração;*
VI. *o prazo máximo para exercício do cargo é de 10 anos; e*
VII. *é vedada a participação de diretores da companhia, suas controladas, controladora, coligadas ou sociedades em controle comum, diretas ou indiretas, no Comitê.*

As características, composição, funcionamento e competências do órgão 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 CAE estão auditoria, supervisão e fiscalização e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia, zelando 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 gestão de riscos.

O Comitê é responsável pela emissão de relatório 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, doze vezes ao ano, conforme calendário previamente definido, podendo haver outras, extraordinárias, sempre que necessário.

O CAE conta com plano de trabalho para apoiar suas atividades, desenvolvido com apoio de consultoria externa, sendo a Ernst & Young – EY responsável pelo apoio ao processo da última revisão do documento. No plano de trabalho do Comitê são consideradas a legislação vigente, nacional e internacional, regulamentação aplicável à Companhia, Estatuto Social, Regimento Interno do órgão, normativas internas e boas práticas de mercado.

A estrutura do Plano de Trabalho do CAE em 2024, contemplou as atribuições do órgão e trouxe o cronograma detalhado de reuniões, contendo os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio a cada tema; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei Sarbanes-Oxley - SOX 301/407, à Instrução CVM 80/2022, 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.

O Plano de Trabalho Anual do CAE 2024 abordou 16 temas principais, somando 98 pautas específicas, distribuídos em, no mínimo, 12 reuniões ao longo do ano.

A auditoria independente, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (PwC), 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 as mesmas 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. O ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais, também é avaliado pela PwC, uma vez que essas 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 Copel, aprovada pela 201ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, o Comitê de Auditoria Estatutário teve alteração, quando passou a ser permitida a composição entre 03 (três) a 05 (cinco) membros.

Já em 10.07.2023, foi aprovada a reforma estatutária pela 207ª AGE, mantendo a composição do CAE, desde que: (i) a maioria destes se enquadrasse nos critérios de independência da legislação aplicável; (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; (v) que o Coordenador do Comitê fosse membro do Conselho de Administração; (vi) o prazo máximo para exercício do fosse de 10 anos; e (vii) ficasse vedada a participação de diretores da companhia, suas controladas, controladora, coligadas ou sociedades em controle comum, diretas ou indiretas, no Comitê.

Em 2024, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato 2023/2025: Carlos Biedermann (como Coordenador e especialista financeiro), Pedro Franco Sales (eleito como membro na 250ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, para completar o mandato 2023/2025) e Luiz Cláudio Maia Vieira (como membro externo), todos membros independentes, em conformidade com a legislação e regulamentação aplicáveis, 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 CAE, o profissional Adilson Dvulathca (registro 49.438), atua como Assessor do CAE da Copel (Circular-058/2020, de 10.11.2020).

3. Resumo das Atividades Em 2024

3.1. Reuniões Realizadas e Principais Características

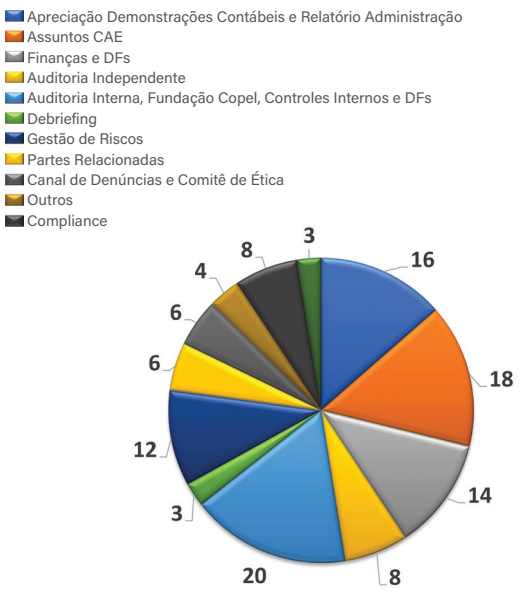
As pautas das reuniões realizadas em 2024 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para discussão do Colegiado ao longo do ano: apreciação de informações contábeis; auditoria independente; canal de denúncias e Comitê de Ética; 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 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 2024, foram realizadas 13 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, as quais contemplaram 118 pautas, envolvendo os membros da Diretoria da Companhia, 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 integrais, controladas e coligadas, bem como 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 tratadas pelo CAE da Copel em 2024 pode ser observado no gráfico abaixo:



3.2. Auditoria Independente

No decorrer de 2024, foram contempladas, em reuniões do CAE, 8 pautas com participação da Auditoria Independente. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente para o Formulário 20-F; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2024; 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 2024.

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 2024.

Mensalmente são monitoradas, pelo Comitê, as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

3.3. Demonstrações Contábeis e Relatório da Administração

No decorrer de 2024, as Demonstrações Financeiras e o Relatório da Administração foram apreciados pelo CAE, totalizando 16 pautas, nas quais foram tratadas a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2023; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2024; a Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2023 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 2024, 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 fevereiro de 2025, 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 2024. 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 PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (PwC), os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2024, no Relatório Anual 2024, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

3.4. Auditoria Interna

No decorrer de 2024, foram tratadas 11 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 2023; Plano de Trabalho da Auditoria Interna – PAINT 2024; contratação de serviços de consultoria para apoio à Auditoria Interna 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 301ª Reunião, de 10.06.2024, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito dos Planos Previdenciários patrocinados pela Copel e administrados pela Fundação Copel. Adicionalmente, a Fundação Copel apresentou informações na 302ª Reunião, de 09.07.2024 e na 305ª Reunião, de 08.10.2024.

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 2024.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria interna.

3.5. Sistemas de Controles Internos

No decorrer de 2024, foram tratadas 6 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 PwC, desses Controles Internos. Na 300ª Reunião, de 07.05.2024, houve a deliberação acerca da revisão da materialidade utilizada pela Administração da Companhia para o estabelecimento de processos corporativos para a análise, revisão e atualização da documentação sobre riscos e controles internos, em atendimento à Sarbanes-Oxley.

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 e que esses se encontrem em efetiva aplicação.

O CAE 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 órgão, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente são monitoradas as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

3.6. Ouvidoria e Canal de Denúncias

No decorrer de 2024, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 6 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, quando necessário.

Trimestralmente é apresentado ao CAE o acompanhamento do Canal de Denúncias pela diretoria responsável pela área de Compliance e, periodicamente, a Auditoria Interna apresenta as apurações relacionadas às denúncias recebidas.

Mensalmente são monitoradas pelo CAE as deliberações tomadas sobre temas relativos à Ouvidoria e Canal de Denúncias.

3.7. Gestão e Monitoramento de Riscos

No decorrer de 2024, foram tratadas 12 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 e a revisão dos riscos estratégicos corporativos e das subsidiárias integrais.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da gestão de riscos, analisa mensalmente, em pauta específica, um risco estratégico da Companhia. Como exemplo, em 2024 alguns dos riscos analisados em agenda específica foram Proteção de Dados – LGPD, Regulatório, Cibersegurança, Barragens, Inteligência Artificial, Mudanças Climáticas e Comercialização de Energia.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado 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, trimestralmente ou por ocorrência, em conjunto com a administração e a Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas em conformidade com a política de transação com partes relacionadas e a política de gestão de riscos."

No decorrer de 2024, foram tratadas 6 pautas envolvendo transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE.

Mensalmente são monitoradas pelo órgão 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 2024, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu plano de trabalho, além de analisar os resultados das avaliações de desempenho do Colegiado.

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 ocorre das Superintendência, por meio de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. Recomendações à Diretoria Executiva

• Mudanças climáticas

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário solicitaram à Diretoria de Governança, Risco e Compliance que os planos de ações referentes às mudanças climáticas que se mantenham atualizados para fazer frente à severidade dos eventos climáticos atuais e os possíveis impactos desses eventos nos negócios da Companhia, e apresentados ao Conselho de Administração da Companhia.

• Cibersegurança

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário solicitaram à auditoria interna da Companhia a inclusão no planejamento das atividades de previsão para criação de teste automatizado para o tema Cibersegurança.

Adicionalmente, por ocasião da apresentação dos resultados dos trabalhos de auditoria interna, os membros do CAE solicitaram detalhamento dos planos de ações referente ao risco de Cibersegurança para a então Diretoria de Gestão Empresarial. O tema atualmente está sob responsabilidade da Vice-Presidência de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital.

• Monitoramento de Barragens

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário solicitaram à subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. que se mantenham atualizadas as ações acerca do monitoramento e segurança de barragens, tendo em vista à severidade dos eventos climáticos atuais e os possíveis impactos desses eventos nos negócios da Companhia.

• Contratação de serviços de apoio à Auditoria Interna, Controles Internos, Consultoria Contábil e Laudo Atuarial

O Comitê de Auditoria Estatutário participou do processo de contratação de prestação de serviços para apoiar à Companhia no âmbito da Auditoria Interna, Controles Internos, Consultoria Contábil e emissão de Laudo Atuarial. De acordo com suas atribuições regimentais, o CAE realizou entrevistas técnicas com as empresas concorrentes e emitiu recomendações à administração no âmbito do processo de contratação.

• Divulgação de informações financeiramente materiais de Sustentabilidade nas Demonstrações Financeiras – IFRS S1 e S2

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário solicitaram à administração da Companhia diagnóstico dos procedimentos executados no projeto para divulgação dos temas financeiramente materiais de Sustentabilidade nas Demonstrações Financeiras da Copel (IFRS S1 e S2).

• Solicitação de informações sobre contratos de auditoria firmados pela Administração

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário solicitaram à Auditoria Interna detalhamento dos contratos celebrados pela Companhia junto à firmas de auditoria. No detalhamento, foram observadas informações históricas no período de 2016 a 2023, decorrentes de procedimentos licitatórios. O CAE apresentou suas considerações e recomendações à administração, considerando a nova natureza jurídica da Companhia.

• Plano Anual de Trabalho da Auditoria Independente

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutário analisaram o Plano Anual de Trabalho da Auditoria Independente, apresentado pela PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (PwC).

Em dezembro de 2023 foi autorizada a substituição da auditoria independente para a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), que iniciou suas atividades a partir da revisão das informações trimestrais ("ITRs") do primeiro trimestre do exercício de 2024.

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 das deficiências apontadas pela auditoria externa e recomendações sinalizadas pela auditoria interna e pelas áreas de controles internos e compliance, dentre outras medidas que podem ser evidenciadas nas atas de reuniões deste Comitê.

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 2024. 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 PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. (PwC), os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2024, no Relatório Anual 2024, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2025.

CARLOS BIEDERMANN
Coordenador e Especialista Financeiro

PEDRO FRANCO SALES
Membro

LUIZ CLAUDIO MAIA VIEIRA
Membro Externo

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade anônima de capital aberto, com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 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 PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. relativamente às demonstrações financeiras da Copel de 31.12.2024; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel de 31.12.2024.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 27 de fevereiro de 2025

DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Presidente

MÁRCIA CRISTINE RIBEIRETE BAENA
Vice-Presidente de Gente e Gestão

FELIPE GUTTERRES RAMELLA
Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores

DIOGO MAC CORD DE FARIA
Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital

YURI MÜLLER LEDRA
Vice-Presidente Jurídico e de Compliance

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Vice-Presidente de Regulação e Mercado

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf
Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas Companhia Paranaense de Energia

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Paranaense de Energia ("Companhia" ou "Controladora"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 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, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia e suas controladas ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2024 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia e da Companhia e suas controladas em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS").

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e 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, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras 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.

Renovação dos contratos de concessões de geração (Notas 1 e 16.2)

Porque é um PAA

Em novembro de 2024, a Companhia realizou o pagamento do bônus de outorga no montante de R$ 4.073.915 mil (Consolidado), referente à renovação das concessões de três usinas hidrelétricas por um novo período de 30 anos. Os respectivos ativos, passaram a ser depreciados e/ou amortizados de maneira linear pelo prazo de vida útil estabelecido pela ANEEL, limitado ao vencimento do contrato de concessão, sem valor residual.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e de julgamentos significativos na avaliação dos aspectos contratuais e regulatórios da renovação.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros:

- Reuniões com a administração da Companhia para discutir e obter o entendimento do tema e a avaliação do tratamento contábil adotado pela Companhia. Entendimento e avaliação dos controles internos relevantes determinados pela administração da Companhia.
- Com o apoio de especialistas efetuamos leitura dos contratos de concessão, bem como dos memorandos internos de avaliação dos aspectos regulatórios e contábeis elaborados pela administração, para avaliação dos termos, condições e prazos de renovação.
- Confrontamos os valores pagos dos bônus de outorga com os registros contábeis e os respectivos comprovantes de pagamentos.
- Por fim, efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e julgamentos adotados na mensuração dos efeitos da renovação dos contratos de concessão de geração são razoáveis e consistentes com as divulgações em notas explicativas e as informações obtidas em nossa auditoria.

Provisão para litígios e passivos contingentes (Notas 4.10 e 26)

Porque é um PAA

A Companhia e suas controladas são parte em processos judiciais e administrativos de natureza cível, regulatória, tributária e trabalhista, para os quais a administração registra uma provisão no balanço patrimonial, nos casos em que considera que perdas são prováveis, e divulga os montantes daqueles processos cujas expectativas de perda foram avaliadas como risco possível. As estimativas de perdas dos processos em andamento, envolvem julgamentos críticos por parte da administração da Companhia, que dependem de eventos futuros que não estão sob o controle da administração. Nesse contexto, o andamento desses processos nas diversas esferas aplicáveis pode apresentar desdobramentos diferentes do esperado pela administração e seus assessores jurídicos. Além disso, mudanças nas jurisprudências também podem trazer alterações nas estimativas da administração.

Esse assunto foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos valores envolvidos e dos julgamentos adotados pela administração da Companhia.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, os seguintes procedimentos:

- Entendimento e avaliação dos controles internos relevantes determinados pela administração, relacionados com a identificação, avaliação, mensuração e divulgação das provisões e dos passivos contingentes.
- Com o apoio de nossos especialistas, para selecionadas causas mais significativas, avaliação da razoabilidade dos prognósticos determinados pelos advogados patronais das respectivas causas, bem como a argumentação e a existência de jurisprudências, quando aplicável.
- Obtenção das confirmações diretamente de assessores jurídicos, internos e externos, que patrocinam as causas da Companhia e suas controladas, para obtenção dos dados relacionados à avaliação do prognóstico, completude das informações e quantificação dos montantes estimados como perda possível e provável.
- Análise das movimentações da conta de provisão para litígios e contingências durante o exercício, a fim de identificar a movimentação das principais causas.
- Leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

Consideramos que os julgamentos e premissas adotados pela administração para a determinação da provisão para litígios, bem como as divulgações efetuadas sobre os passivos contingentes, são consistentes com as informações obtidas em nossos trabalhos.

Reconhecimento de receita de energia fornecida e disponibilizada, mas não faturada (Notas 4.11, 7 e 28)

Porque é um PAA

A receita de fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica do segmento de distribuição é reconhecida mensalmente com base na energia medida e efetivamente faturada. A controlada Copel Distribuição S.A. realiza a leitura do consumo de seus clientes com base em uma rotina que depende da calendarização e da rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor com base no último faturamento e/ou considerando a energia contratada e sazonalidade no mês, que, em 31 de dezembro de 2024, totalizava R$ 930.801 mil (Consolidado).

O reconhecimento da receita não faturada é determinado com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como o volume de consumo de energia de fornecimento e de disponibilidade registrados no mês, bem como os métodos e principais premissas utilizados para estimar as receitas não faturadas.

Devido à complexidade dos dados e premissas utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na mensuração da receita não faturada, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

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

- Em relação aos testes de transações da receita, para uma amostra selecionada, comparamos os valores reconhecidos com a documentação suporte, recalculamos a precisão matemática da receita reconhecida e verificamos o seu recebimento subsequente.
- Avaliamos a adequação e consistência do método utilizado pela administração, e comparamos a receita real subsequente com as estimativas históricas da Administração.
- Avaliação das principais premissas e dos dados utilizados na determinação da estimativa de receita não faturada, considerando a capacidade da Administração de estimar a receita não faturada com precisão.
- Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

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

Outros assuntos

Demonstrações do Valor Adicionado

As Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de normas contábeis 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 conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, 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.

Auditoria das demonstrações financeiras do período anterior

O exame das demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatórios de auditoria, com data de 29 de fevereiro de 2024, sem ressalvas.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras 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 este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração 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 International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), 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 administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas, em seu conjunto, ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

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

Responsabilidades 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 detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras 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 suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas, em seu conjunto. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar 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, em seu conjunto, a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria realizado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

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

Curitiba, 27 de fevereiro de 2025

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/F-6

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 28/02/2025

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2025/02/28/COPELHOLDING1581076528022025.pdf

Hash:174172765930d78b6b8ed44a578dec7a1a385f158e