

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2025



Companhia Paranaense de Energia

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1
CNPJ/MF 76.483.817/0001-20





Mensagem do Presidente

Prezados acionistas,

Encerramos o ano de 2025 com um marco histórico para a Copel: a **migração para o Novo Mercado** - o mais elevado padrão de governança corporativa do mercado de capitais brasileiro. Essa conquista está na categoria de legado e vai além de uma mudança de segmento de listagem, ela reafirma nosso compromisso estratégico com a transparência, a equidade e a geração de valor sustentável. Fortalece ainda, nossas práticas de gestão e o alinhamento aos rigorosos princípios exigidos por investidores no Brasil e no mundo.

A adesão ao Novo Mercado reforça nossa credibilidade e amplia a atratividade da Copel entre investidores que valorizam empresas com práticas de governança robustas. Essa evolução também simplifica nossa estrutura societária, tornando-a mais clara e eficiente, e seus benefícios serão percebidos ao longo dos próximos anos e décadas.

Este movimento está diretamente conectado ao planejamento estratégico, delineado pela Companhia e apresentado no último Copel Day. Com visão proprietária clara de longo prazo e oportunidades de crescimento orgânico e inorgânico no setor elétrico, a Copel se destaca com diferencial competitivo de ser uma companhia integrada no setor elétrico brasileiro. Esse posicionamento é reforçado pela busca incansável da experiência do cliente e pela força do nosso capital humano, com equipes qualificadas, lideranças transformadoras e talentos de alta performance que impulsionam nossa evolução. Atender bem seus clientes é o objetivo central de qualquer empresa.

Nosso compromisso com a geração de valor sustentável contempla investimentos de R\$ 17,8 bilhões nos próximos cinco anos, com alocação estratégica voltada ao fortalecimento da qualidade do serviço, à ampliação da eficiência operacional e ao estímulo à inovação. Esse planejamento de longo prazo, aliado ao equilíbrio financeiro e à disciplina na alocação de capital nos permite avançar de forma consistente em nossos projetos prioritários.

Buscando maior eficiência operacional e otimização do portfólio, concluímos as operações de desinvestimentos na Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com **equity value de R\$ 1,7 bilhão**, bem como a desmobilização de pequenas centrais hidrelétricas e de usinas de fontes solar ao **equity value de R\$ 450,5 milhões**. Além disso, consolidamos a UHE Mauá e a transmissora Mata de Santa Genebra, dois ativos importantes na performance da Companhia. Esse des cruzamento de ativos com a Axia (anteriormente Eletrobras) concluiu um ciclo de simplificação do portfólio e revisão contínua dos ativos operacionais.

Em 2025, a Copel registrou Ebitda recorrente de R\$ 5,5 bilhões, crescimento de 10,2% em relação ao ano anterior, e um Lucro Líquido recorrente de R\$ 2,1 bilhões. Esse desempenho reflete a força do nosso modelo integrado, no qual geradora, distribuidora, transmissora e comercializadora contribuíram de forma decisiva para um resultado sólido e consistente.

Seguimos com nossa forte disciplina de alocação de capital, apresentando a estrutura ótima de capital da Companhia e a nova Política de Dividendos, reconhecida como uma das mais robustas do setor elétrico. Estruturada para garantir previsibilidade e retorno, somada ao desempenho positivo da Companhia, permitiu a declaração de proventos no valor de **R\$ 2,5 bilhões**, além do prêmio de R\$ 1,3 bilhão referente à migração para o Novo Mercado, totalizando **R\$ 3,8 bilhões** distribuídos aos acionistas, simultaneamente à execução de um programa de investimento de **R\$ 3,2 bilhões** e à aquisição de **R\$ 70,0 milhões** de ações, realizada em janeiro de 2025 como parte do programa de recompra lançado em novembro de 2024.

Na Copel Distribuição, alcançamos um Ebitda recorrente de R\$ 2,6 bilhões (+5,4%), um Lucro Líquido recorrente de R\$ 1,1 bilhão e realizamos investimentos recorde de R\$ 3,0 bilhões, direcionados à modernização, ampliação e automação da infraestrutura elétrica. Concluímos o maior programa de investimento em rede trifásica do Brasil, com 25.000 km de linhas, reforçando a qualidade do serviço e a capacidade de atendimento ao meio rural. Além disso, atingimos a marca de 2 milhões de medidores inteligentes instalados, consolidando o maior programa nacional de Smart Grid - o Rede Elétrica Inteligente - ampliando eficiência e aprimorando a experiência do cliente.

A Copel Geração e Transmissão manteve desempenho robusto, aproveitando as oportunidades do portfólio hídrico e a elevada disponibilidade do segmento de transmissão, registrando um EBITDA recorrente de R\$ 2,9 bilhões e R\$ 630,0 milhões em investimentos, aplicados principalmente, em reforços e melhorias em transmissão, garantindo confiabilidade e segurança do sistema elétrico, permitindo que a Copel fosse indicada pela Aneel como a melhor transmissora de energia do país.

A Copel Comercialização apresentou boa performance, sustentada pela modulação eficiente dos recursos do portfólio de geração e pela captura de oportunidades em mercados com preços atrativos. Mesmo diante de um cenário desafiador no mercado livre, nossa comercializadora reafirmou sua posição entre as maiores comercializadoras do país, consolidando-se como um diferencial competitivo na gestão integrada de portfólio.

O ano de 2025 evidencia a evolução da Copel como uma empresa moderna, preparada para os desafios do futuro e comprometida com o desenvolvimento sustentável para a sociedade, clientes, empregados e acionistas.

A Companhia orienta seus processos e iniciativas para promover a cultura de sustentabilidade e a geração de valor compartilhado. Nosso objetivo é tornar o debate ESG sistêmico, reforçando o compromisso com o desenvolvimento sustentável e a perenidade da organização. Destacamos nossos principais pilares e frentes de atuação: matriz 100% renovável, frota e instalações sustentáveis; Programa Rede Elétrica Inteligente (o maior da América Latina); operações ambientalmente corretas, socialmente justas e economicamente viáveis, respeitando a legislação e gerando valor às partes interessadas.

Em 2025, revisitamos os elementos da Cultura Copel, sustentada pela nossa Ambição que nos move e pelos Valores que orientam nossas atitudes, sendo eles: (i) Nossa força é nossa gente; (ii) Cada cliente importa; (iii) Entregamos resultados extraordinários; (iv) Movidos a futuro; e (v) Segurança e ética são inegociáveis.

Acreditamos que estimularmos a cultura de dono em cada colaborador é essencial para concretizarmos a nossa Razão de Ser "Iluminar vidas com pura energia". Isso que nos conecta diariamente com a sociedade.

O ano de 2025 evidencia a evolução da Copel como uma empresa moderna, preparada para os desafios do futuro e comprometida com a eficiência operacional e a geração de valor sustentável para a sociedade, clientes, empregados e acionistas. Entramos em um novo ciclo com responsabilidade, disciplina e visão de longo prazo, determinados a alcançar nossa ambição de "ser a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro".

Daniel Slaviero
Presidente da Copel



1. Destaques do ano

- Estrutura de Capital e Política de Dividendos:** Em 08.05, foi definida a estrutura de capital considerando os seguintes fatores: alavancagem financeira de 2,8x, mensurado pela dívida líquida/EBITDA (faixa de tolerância no range de 2,5x e 3,1x, desde que haja convergência em até 24 meses para o centro da faixa (2,8x)). Além disso, foi aprovada uma nova Política de Dividendos, que visa reforçar uma distribuição de lucros equilibrada e sustentável, prezando pelo retorno aos acionistas, solidez financeira, atendimento às necessidades de caixa e oportunidades de investimentos. A nova Política de Dividendos visa mais transparência e previsibilidade do fluxo de pagamentos de proventos aos acionistas, com alavancagem financeira definida para estrutura ótima de capital; mínimo de 75% do Lucro Líquido e frequência mínima de pagamento de 2 vezes ao ano.
- Des cruzamento de Ativos:** Em 30.05 foi concluído o des cruzamento de ativos entre a sua subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT com a Axia Energia, passando a consolidar em seu portfólio a totalidade das participações na Usina Hidrelétrica Mauá e na transmissora Mata de Santa Genebra S.A., com a consequente transferência integral da participação na Usina Hidrelétrica Colíder para a Axia. O montante total de desembolso foi de R\$ 196,6 milhões. O des cruzamento de ativos foi um movimento sinérgico para a Companhia com a consolidação de dois ativos: UHE Mauá com venda 100% no ACR e a transmissora Mata de Santa Genebra, ambos mais próximos aos demais ativos da Companhia. Isto permite capturar eficiência operacional, estabelecer previsibilidade de caixa e gerar valor para os acionistas em vista que ambos possuem concessão de longo prazo, 2040+. Essa operação teve avaliação e autorização do CADE e da Aneel, sem ressalvas operativas.
- Desinvestimento na UHE Baixo Iguaçu:** Em 22.10, a Companhia concluiu o desinvestimento da Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, operação que alcançou equity value de R\$ 1.683,3 milhões após o cumprimento das condições precedentes e das aprovações regulatórias. A transação reforça a disciplina da Copel na reciclagem de capital e na otimização de seu portfólio.
- Cultura Copel:** Em 2025, a Copel consolidou um novo capítulo de sua trajetória ao atualizar a Cultura Copel. Sustentada pela Razão de Ser — "Iluminar vidas com pura energia" —, pela Ambição e pelos Valores que orientam o jeito de agir, a nova Cultura reforça o protagonismo das pessoas, o foco no cliente, a busca por resultados extraordinários, o compromisso com o futuro e a postura inegociável de segurança e ética. Esse movimento fortalece o alinhamento estratégico e prepara a organização para os desafios e oportunidades dos próximos anos. Os Valores da Copel foram reafirmados e representam os comportamentos essenciais para fortalecer uma cultura consistente:
 - Nossa força é nossa gente** – protagonismo, desenvolvimento, responsabilidade e reconhecimento.
 - Cada cliente importa** – confiança, qualidade, agilidade e foco em necessidades reais.
 - Entregamos resultados extraordinários** – sustentabilidade, senso de dono, disciplina e decisões baseadas em dados.
 - Movidos a futuro** – inovação, curiosidade, ousadia e valorização de perspectivas diversas.
 - Segurança e ética são inegociáveis** – exemplo, integridade, cuidado mútuo e responsabilidade pelos atos.

A nova versão da Cultura reforça o papel de cada colaborador para que esses princípios ganhem vida e se traduzam em resultados e práticas concretas.

- Planejamento estratégico rumo a 2035:** No Copel Day 2025 foi apresentado o planejamento estratégico rumo a 2035, baseado na ambição de se tornar a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro, combinando eficiência, expansão e inovação. O plano se apoia em pilares como:
 - eficiência estruturante, com redução de custos, renovação de concessões e otimização do portfólio;
 - excelência operacional, impulsionada por digitalização, modernização de processos e fortalecimento da cultura organizacional; e
 - crescimento sustentável, com investimentos significativos em geração hidráulica, transmissão, modernização da distribuição e avanço no mercado livre de energia.

As unidades de geração, transmissão, distribuição e comercialização apresentam avenidas claras de expansão a serem exploradas, apoiadas em análises robustas, inovação aplicada e forte posicionamento competitivo atual no Sul do Brasil.

- Compensação por Curtailment:** A publicação da Lei nº 15.269/2025 modernizou o marco regulatório do setor elétrico ao instituir mecanismo de compensação para usinas eólicas e solares conectadas ao SIN, referente aos cortes de geração ocorridos entre setembro/2023 e novembro/2025 por indisponibilidade externa ou requisitos de confiabilidade. O modelo prevê a celebração de termo de compromisso com o poder concedente, mediante renúncia a ações judiciais relacionadas ao tema e isenção de honorários de sucumbência. As compensações serão destinadas prioritariamente à liquidação de ressarcimentos no âmbito da CCEE. A Copel GeT acompanha a regulamentação da norma, inclusive a Consulta Pública MME nº 210/2025, e aprovou, em dezembro de 2025, a adesão ao termo de compromisso pelas SPEs eólicas sob seu controle. Com base nas premissas disponíveis, a Companhia registrou R\$ 273,4 milhões em direito à compensação.
- Migração para o Novo Mercado B3:** Em 22 de dezembro, foi concluído o processo de migração para o Novo Mercado da B3 - Brasil, Bolsa, Balcão, segmento que representa o mais elevado padrão de governança corporativa do mercado brasileiro, passando a deter exclusivamente ações ordinárias, negociadas sob o código CPLE3, consolidando uma estrutura societária mais simples, transparente e reforçando as melhores práticas de governança corporativa, que englobam:
 - Fortalecimento da governança ao adotar regras corporativas mais rigorosas, alinhadas às melhores práticas internacionais;
 - Ampliação da atratividade das ações, favorecendo maior liquidez e potencial valorização, ao concentrar a negociação em um único tipo de ação (ordinária);
 - Reforço do compromisso com o investidores, assegurando direitos mais robustos e consolidando sua posição como referência no setor elétrico brasileiro.

Temos a ambição de ser a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro e para medir isso adotamos o Total Share Return (TSR) como principal indicador. Com a migração para o Novo Mercado, teremos uma governança alinhada aos padrões globais e potencial maior liquidez das ações, o que torna atrativo para o investidor institucional estrangeiro de longo prazo e contribui para aumentar a rentabilidade da ação.

Copel em Números

EM R\$ MIL	2025	2024	VARIAÇÃO %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	60.414.456	57.384.156	5,3
Caixa e equivalentes de caixa	3.130.363	4.161.939	(24,8)
Títulos e valores mobiliários (1)	608.463	434.474	40,0
Dívida total	20.038.878	17.753.835	12,9
Dívida líquida ajustada	16.300.052	13.157.422	23,9
Receita operacional bruta	36.776.051	31.974.106	15,0
Deduções da receita	(10.659.195)	(9.323.070)	14,3
Receita operacional líquida	26.116.856	22.651.036	15,3
Custos e despesas operacionais	(21.311.842)	(18.867.990)	13,0
Equivalência patrimonial	239.997	281.202	(14,7)
Resultado das atividades	4.805.014	3.783.046	27,0
Ebitda ou Lajida	6.526.897	5.529.726	18,0
Resultado financeiro	(1.798.352)	(1.157.014)	55,4
IRPJ/CSLL	577.618	599.435	(3,6)
Lucro operacional	3.246.659	2.907.234	11,7
Lucro/prejuízo líquido proveniente de operações descontinuadas	18.898	491.571	(96,2)
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	2.669.041	2.307.799	15,7
Lucro líquido do exercício	2.687.939	2.799.370	(4,0)
Patrimônio líquido	23.091.978	25.636.935	(9,9)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	2.450.000	2.335.135	4,9
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,0	1,3	(23,1)
Liquidez geral (índice)	0,8	0,9	(11,1)
Margem Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	25	24,4	2,5
Lucro por ação - Ações ordinárias	0,90524	0,89163	1,5
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	—	0,98165	(100)
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	—	0,98086	(100)
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	7,74	8,59	(9,9)
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	86,8	69,3	25,3
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	12,4	12,8	(3,1)
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	10,2	10,2	—
Participação de capital de terceiros (%)	61,8	55,3	11,8
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) (2)	11,6	10,9	6,4

(1) Garantias de contratos da dívida
(2) Lucro Líquido + Patrimônio Líquido

Participação no Mercado

PRINCIPAIS PRODUTOS (%)	BRASIL	REGIÃO SUL	PARANÁ
Geração de energia elétrica (1)	(2) 2,8	(3) 19,6	(3) 47,5
Transmissão de energia elétrica (4)	3,5	20,2	39,9
Distribuição de energia elétrica (5) (6) (7)	6,5	35,3	97,1
Comercialização de energia elétrica (8)	2,45	23,73	55,14

(1) Capacidade instalada da Copel Geração e Transmissão consolidada. Referência dez/25, 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 participação na Receita Anual Permitida - RAP outorgada, considerando a metade de cada ciclo.
(5) Mercado livre 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/2025, conforme últimos dados disponíveis na CCEE

Prêmios e certificações em 2025

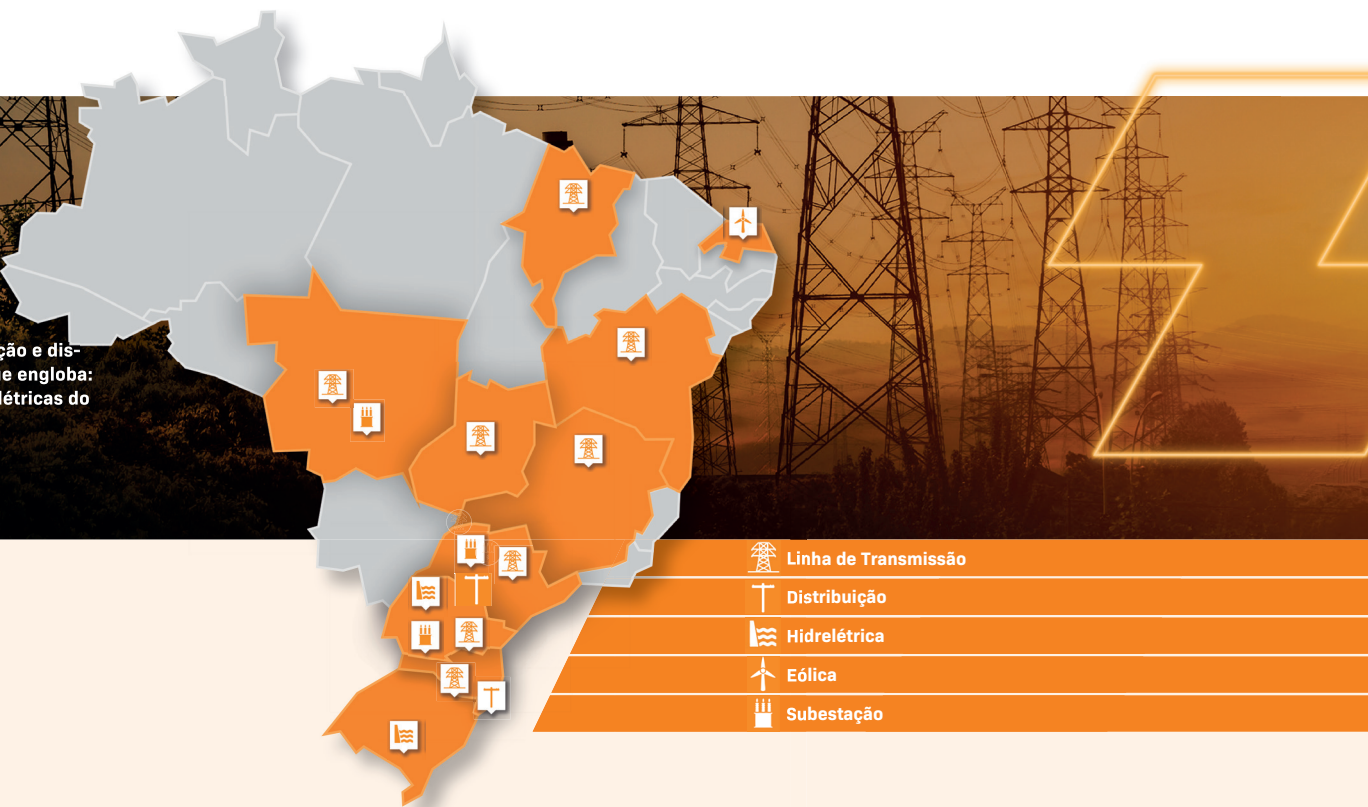
PRÊMIOS / CERTIFICAÇÕES	CERTIFICADOR
Certificação ISO 37.301	QMS Certification
Norma ISO 56001 - ISO da Inovação	QMS Certification
Carbon Clean 200	As You Sow em parceria com Corporate Knights
Conectividade - Rede operativa	UTCAL Summit 2025
AAA(bra) - Classificação de crédito	Fitch Ratings
Selo Solidário	Governo do Estado do Paraná
Executivo de Valor 2025 - Daniel Slaviero	Valor Econômico
Prêmio Aneel de Ouvidoria	Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica
Prêmio Melhores do ESG	Revista Exame
Ranking 500 maiores do Sul - 1º lugar no Paraná	Grupo Amanhã
Prêmio ONS de Qualidade na Operação	ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
Troféu Transparência 2024	ANEFAC - Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade
Sustainability Yearbook 2025 - Rankings global de ESG	S&P Global
Most Honored Company - segunda colocação no Setor Elétrico e Outras Utilidades	Latin American Executive Team - Extel



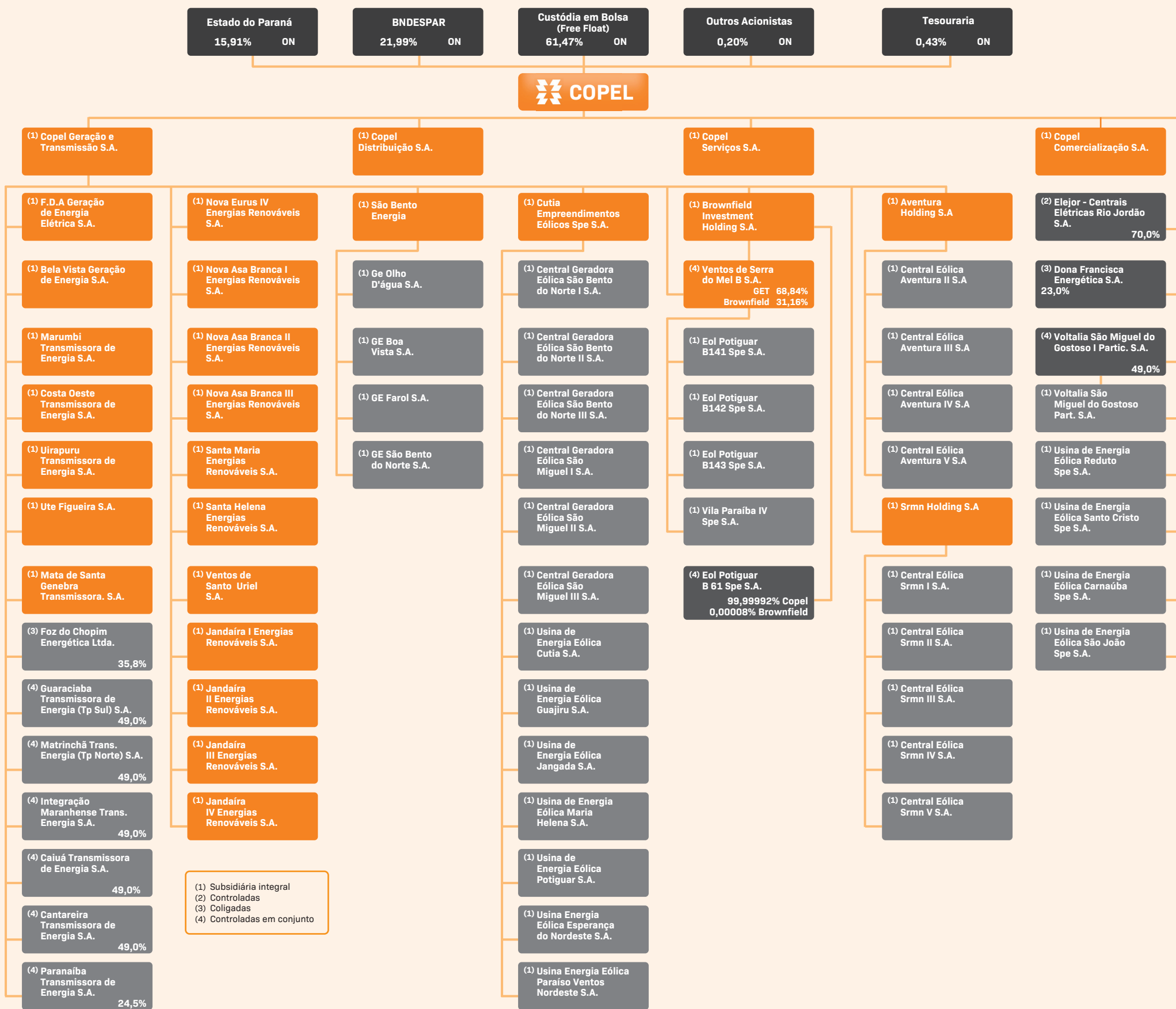
2. A Companhia

A Copel atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, integrando um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, que engloba: parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição.

Com mais de 70 anos de existência, a Copel tem presença em 10 estados brasileiros:



Organograma societário em 31.12.2025



3. Análise Macroeconômica

O cenário macroeconômico brasileiro em 2025 foi marcado por um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) estimado em 2,25%, acima das expectativas impulsionado por um mercado de trabalho aquecido no primeiro semestre. A desaceleração da atividade econômica projetada para o segundo semestre reflete os efeitos de uma política monetária contracionista com taxa básica de juros mantida em 15%. A inflação encerrou o ano em 4,26%, abaixo do teto da meta estabelecida pelo Banco Central, beneficiada pela queda de preços de alimentos e bens industriais, embora serviços e preços administrados tenham mantido pressões inflacionárias.

O mercado de trabalho atingiu patamares históricos, com desemprego em 5,2% (menor desde 2012) e 103,2 milhões de pessoas ocupadas. A renda média real cresceu 4,5% em relação a 2024, refletindo a expansão da ocupação. No Paraná, o desempenho foi ainda melhor, com desemprego de 3,5% e PIB estadual crescendo 2,87% (janeiro a setembro), impulsionado pela agropecuária (12,76%), serviços (2,42%) e indústria (0,25%).

Do ponto de vista fiscal, o país enfrentou desafios estruturais com ajustes de despesas para respeitar o novo arcabouço fiscal, mantendo déficit primário controlado. Persistem alertas sobre sustentabilidade da dívida e necessidade de medidas adicionais para estabilizar as contas públicas e reforçar a confiança dos agentes econômicos.

4. Setor Elétrico Brasileiro em 2025

Ambiente regulatório

A Companhia busca uma atuação regulatória com visão integrada, antecipando temas como abertura do mercado, valorização dos atributos hidráulicos e sinais econômicos para potência e flexibilidade.

O ambiente regulatório no Brasil, em 2025 foi caracterizado por avanços legislativos e normativos de grande impacto, voltados a modernizar o setor elétrico, fomentar maior competitividade, proporcionar mais segurança jurídica e criar oportunidades diferenciadas para empresas geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras de energia, bem como para consumidores de todos os portes.

No âmbito legislativo entraram em vigor normas voltadas à modernização do marco legal do setor elétrico, com alterações em dispositivos que regem

concessões, permissões e autorizações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como regras relativas à abertura do mercado de energia, à autoprodução, à alocação de encargos setoriais, ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, entre outros.

Nesse contexto, em maio de 2025 foi publicada a Medida Provisória 1.300/2025, que se converteu na lei 15.235/2025, introduzindo normas relacionadas a ampliação da abrangência da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), com previsão de isenção total de pagamento de energia elétrica para famílias de baixa renda e definição de faixas de consumo com tratamento tarifário diferenciado. Ainda, estabeleceu mecanismo de repactuação das parcelas vincendas devidas a título de Uso de Bem Público (UBP) de usinas hidrelétricas.

Ainda, em novembro de 2025 a MP 1.304/2025 foi convertida na lei nº 15.269/2025, introduzindo uma série de mudanças estruturais no setor elétrico com foco em modernização tarifária, segurança energética, competitividade de mercado, organização de encargos e estímulo a novas tecnologias. Entre os destaques estão:

- Redefinição das regras de autoprodução por equivalência e critérios de acesso ao mercado livre.
- Estabelecimento de diretrizes para armazenamento de energia elétrica incluindo baterias e outras soluções tecnológicas.
- Compensações por curtailment relacionadas aos passivos gerados desde setembro/2023 até a publicação da lei.
- Estruturação da abertura gradual do mercado livre de energia (ACL) para consumidores de baixa tensão, com previsão de cronograma que se estende até 2028.
- Reorganização de mecanismos de tarifas e encargos setoriais.

A lei nº 15.269/2025 altera e atualiza aproximadamente 20 leis que compõem o núcleo regulatório do setor, tais como a nº 9.074/1995 (atributos contratuais de concessões), nº 9.427/1996 (criação e competências da Aneel), nº 11.488/2007 (autoprodução), além de leis mais recentes como a nº 14.182/2021 e nº 14.300/2022.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) recebeu competências expressas para regular, fiscalizar e estabelecer as regras disciplinadas pelas leis supracitadas.

Verifica-se ainda que em setembro de 2025 foi publicada a Medida Provisória nº 1.318/2025, que institui o Regime Especial de Tributação para Serviços de Data Center (Redata), com o objetivo de incentivar a instalação e expansão de data centers no Brasil. Como esta iniciativa elevará a demanda por energia

elétrica no país, no mesmo mês, a Aneel realizou workshop para debater os impactos de grandes data centers conectados à rede e afetar o planejamento, operação e expansão do setor elétrico. A MP 1.318/25 expirou em fevereiro de 2026 e neste mesmo mês foi apresentado o Projeto de Lei 278/2026, que substitui e dá continuidade a políticas iniciadas pela MP.

Cabe destacar ainda que o contexto regulatório de 2025 reflete também uma intensificação de consultas públicas, estudos técnicos e debates estratégicos promovidos por órgãos como o Ministério de Minas e Energia (MME), a Aneel, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), contribuindo para maior transparência, previsibilidade e alinhamento entre os objetivos de política pública e as necessidades dos agentes de mercado.

O conjunto de leis, decretos, portarias, resoluções e atos regulatórios consolidou um ambiente regulatório marcado por maior complexidade, dinamismo e relevância estratégica, exigindo cada vez mais, dos

agentes do setor elétrico, elevado grau de governança regulatória, capacidade de adaptação e acompanhamento permanente das mudanças normativas.

Neste contexto, a administração da Companhia manteve, ao longo de 2025, monitoramento contínuo do ambiente regulatório, avaliando impactos operacionais, financeiros e estratégicos decorrentes das alterações normativas, de forma a assegurar conformidade regulatória, mitigação de riscos e aproveitamento de oportunidades no contexto de transformação do setor elétrico brasileiro.

5. Mercado de Energia

A tabela abaixo apresenta a evolução do número de consumidores/contratos e volume da energia comercializada nos períodos:

EM R\$ MIL	DEZ/25	DEZ/24	Δ%	2025	2024	Δ%	4T25	4T24	Δ%
Copel DIS	5.279.347	5.184.588	1,8	24.421	23.483	4,0	6.313	5.890	7,2
Mercado Cativo	5.279.053	5.184.322	1,8	20.066	21.285	(5,7)	5.016	5.275	(4,9)
Concessionárias e Permissionárias	2	2	—	35	79	(55,7)	8	13	(38,5)
CCEE (Cessões MCSD EN)	292	264	10,6	1.695	1.196	41,7	556	532	4,5
CCEE (MCP) ²	—	—	—	2.625	923	184,4	733	70	947,1
Copel GeT + FDA + Bela Vista	388	568	(31,7)	15.569	16.078	(2,6)	3.569	3.761	(5,1)
CCEAR (Copel DIS)	3	4	(25,0)	161	127	26,8	45	33	36,4
CCEAR (outras concessionárias)	64	119	(46,2)	2.028	2.345	(13,5)	424	609	(30,4)
Contratos Bilaterais (Copel COM)	316	441	(28,3)	13.148	13.053	0,7	3.061	3.039	0,7
Contratos Bilaterais ¹	5	4	25,0	1.476	167	>300	720	35	>300
CCEE (MCP) ²	—	—	—	(1.154)	386	<300	(681)	45	(1.613,3)
Complexos Eólicos	703	624	12,7	4.772	4.526	5,4	1.149	1.238	(7,2)
CCEAR (Copel DIS)	19	19	—	135	128	5,5	35	32	9,4
CCEAR (outras concessionárias)	654	580	12,8	2.685	2.507	7,1	688	655	5,0
CER	10	10	—	913	924	(1,2)	230	230	—
Contratos Bilaterais (Copel COM)	5	4	25,0	518	453	14,3	112	137	(18,2)
Contratos Bilaterais	15	11	36,4	660	583	13,2	183	164	11,6
CCEE (MCP) ²	—	—	—	(139)	(69)	101,4	(99)	20	(595,0)
Copel Comercialização	1.763	1.698	3,8	27.563	22.478	22,6	7.035	5.095	38,1
Consumidores Livres	1.537	1.529	0,5	9.902	10.565	(6,3)	2.638	2.583	2,1
CCEAR (outras concessionárias)	30	—	—	293	—	—	96	—	—
Contratos Bilaterais (empresas do grupo)	15	7	114,3	1.993	820	143,0	485	216	124,5
Contratos Bilaterais	181	162	11,7	15.264	10.926	39,7	3.824	2.253	69,7
CCEE (MCP) ²	—	—	—	111	167	(33,5)	(8)	43	(118,6)
Total Copel	5.282.201	5.187.478	1,8	72.415	66.565	8,8	18.066	15.984	13,0
Eliminações ³	—	—	—	15.955	14.581	9,4	3.738	3.457	8,1
Total Copel Consolidado	—	—	—	56.460	51.984	8,6	14.328	12.527	14,4

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).
 1 Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo e CBR - Contrato Bilateral Regulado.
 2 Valores negativos significam que houve mais compra do que venda - Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos de Energia Nova.

3 Operações entre Empresas do Grupo CCEAR: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva.



6. Desempenho Operacional

O Desempenho Operacional reforça o diferencial competitivo da Copel como uma empresa integrada no setor elétrico brasileiro. Ao longo de todo ano, em todos os trimestres, o desempenho consistente evidencia a resiliência do nosso modelo de negócios, mesmo diante de um ambiente regulatório e operacional desafiador.

Essa robustez reflete uma gestão de risco rigorosa, sustentada pela diversificação de ativos e pela disciplina, o que assegura previsibilidade de resultados e capacidade de execução do plano de investimentos. Ao mesmo tempo, a Companhia se mantém preparada para capturar oportunidades no mercado de energia, equilibrando crescimento e retorno. Os resultados também demonstram o avanço contínuo do plano de eficiência operacional, com impactos positivos sobre margens, geração de caixa e criação de valor. Essa consistência operacional e financeira sustenta a confiança da administração na tese de investimento da Copel no médio e longo prazo, alinhada à ambição estratégica de se consolidar como a empresa que mais gera valor

6.1. Geração

Em 31.12.2025, a Copel operava 50 usinas próprias e participava em 10 usinas, sendo 8 hidrelétricas e 42 eólicas, com capacidade instalada total proporcional de 6.069,0 MW e garantia física de 2.621,5 MW médios, conforme quadro a seguir:

EMPREENDIMENTOS	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	553,4	100%	1.240,0	553,4	18.02.1999	21.11.2054
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	552,8	100%	1.260,0	552,8	29.09.1992	21.11.2054
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,0	567,6	100%	1.676,0	567,6	01.10.1980	20.11.2054
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	103,6	100%	260,0	103,6	03.09.1971	06.01.2053
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) (1)	363,1	188,5	100%	184,1	96,1	23.11.2012	28.06.2049
PCH Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	21.06.2032
PCH Bela Vista	29,8	18,6	100%	29,8	18,6	12.06.2021	06.01.2041
UHE Santa Clara	120,2	66,0	70%	84,1	46,2	31.07.2005	15.05.2040
UHE Fundão	120,2	62,1	70%	84,1	43,5	23.06.2006	15.06.2040
UHE Dona Francisca	125,0	72,5	23%	28,8	16,7	05.02.2001	24.09.2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	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	5.236,0	2.216,0		4.868,0	2.014,9		85,%
Termelétricas							
UTE Figueira (2)	20,0	17,7	100%	20,0	17,7	08.04.1963	26.03.2019
Total das Termelétricas	20,0	17,7		20,0	17,7		9,%
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30,0	12,8	100%	30,0	12,8	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30,0	11,3	100%	30,0	11,3	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27,0	12,4	100%	27,0	12,4	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27,0	12,1	100%	27,0	12,1	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27,0	11,9	100%	27,0	11,9	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27,0	12,3	100%	27,0	12,3	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20,0	8,8	100%	20,0	8,8	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14,0	5,2	100%	14,0	5,2	25.02.2015	28.04.2046
Cutia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	05.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	11.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	05.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	05.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	05.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	11.05.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	09.04.2019	04.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Vila Ceará I (Paraiaba IV)	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	19.12.2020	14.01.2054
Vila Maranhão I	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	11.02.2021	11.01.2054
Vila Maranhão II	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	31.03.2021	14.01.2054
Vila Maranhão III	32,0	16,6	100%	32,0	16,6	29.09.2020	14.01.2054
Vila Mato Grosso I	58,9	28,6	100%	58,9	28,6	11.06.2021	06.12.2054
Jandaíra Energias Renováveis I	10,4	5,6	100%	10,4	5,6	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 I	21,0	13,1	100%	21,0	13,1	08.07.2021	05.06.2053
Aventura II	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	21,0	100%	33,6	21,0	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	27,0	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015	16.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,2	7,0	30.06.2015	26.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015	09.04.2047
Total das Eólicas	1.236,4	618,0		1.181,0	588,9		
TOTAL DAS FONTES	6.492,4	2.851,7		6.069,0	2.621,5		

(1) Em 30.05.2025, concluiu-se o descruzamento de ativos com a Axia (NE nº 1.2)

(2) Concessão em processo de extinção, em avaliação pelo MME. Conforme NE nº 37.1, esta usina está em processo de desinvestimento.

(3) Validade indefinida.

DESTAQUES EM GERAÇÃO

No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- Descruzamento de Ativos:** Em 30.05.2025 a Copel GeT concluiu o descruzamento de ativos com a Axia Energia, consolidando a totalidade das participações na Usina Hidrelétrica Mauá e na Transmissora Mata de Santa Genebra. Em contrapartida, transferiu integralmente a sua participação na Usina Hidrelétrica Colider e o valor de R\$ 196,6 milhões no fechamento da Operação. Mais informações podem ser consultadas no Fato Relevante 03/25 (NE nº 1.2).
- Desinvestimento em Ativos de Geração de Pequeno Porte:** Em 31.03.2025, a Companhia realizou o closing parcial dos desinvestimentos dos ativos de pequeno porte, com o recebimento do valor de R\$ 219,5 milhões (49,0% do total da transação), após

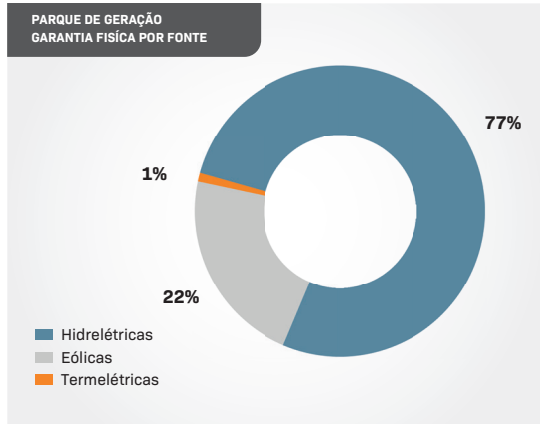
cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos neste Fechamento. Os ativos que consolidam esta etapa de fechamento foram constituídos pela totalidade do Bloco 1 apresentado no Teaser, adicionado da UHE Guaricana, totalizando 60,4 MW de capacidade instalada. Em 30.04.2025, foi realizado o closing parcial da PCH Chamada, de 18 MW de capacidade instalada, no montante de R\$ 82,6 milhões. Com as operações, a Companhia concluiu 67,0% do desinvestimento total. Em 10.07.2025 a Companhia realizou o closing das PCHs Caverano I e II, de 20,3 MW de capacidade instalada, com o recebimento do valor de R\$ 123,3 milhões (27,0% do total da transação), após cumpridas todas as condições precedentes relativas aos ativos envolvidos na operação. Com isso, a Companhia concluiu 100% do desinvestimento dos pequenos ativos que compõem a transação (Blocos 1 e 2), apresentados no teaser, e que correspondem a 98,7 MW de capacidade instalada. O valor do desinvestimento da UTE Figueira (Bloco 3) será recebido conforme atendimento às condições precedentes usuais estabelecidas no Contrato de Compra e Venda de Açúes - CCVA. (NE nº 37.1).

- Desinvestimento na UHE Baixo Iguaçu:** Em 22.10.2025, a Companhia concluiu a operação de desinvestimento na Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, cujo equity value totalizou R\$ 1.663,3 milhões, após o cumprimento de todas as condições precedentes e a obtenção das aprovações pelos órgãos competentes. O desinvestimento evidencia a agilidade e eficiência da Copel na reciclagem de ativos e participações minoritárias. Para maiores informações acesse o Fato Relevante 10/25. (NE nº 37.3).

6.2. 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 9.637 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 21.112 MVA (megavolt ampères).



Linhas e Subestações de Transmissão em Operação em 31.12.2025

LINHAS E SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vcto da Outorga	
Linhas e Subestações próprias			3.397	15.040			
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas (1)	Ambos	Diversas	2.132	13.090	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariáiva	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
Contrato nº 022/2012	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
Contrato nº 005/2014	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
Contrato nº 021/2014	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
Contrato nº 021/2014	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 022/2014	SE Medianeira Norte	—	230/138 kV	—	300	09.06.2019	07.04.2046
Contrato nº 022/2014	SE André Leste	—	230/138 kV	—	300	07.09.2019	07.04.2046
Contrato nº 022/2014	SE Curitiba Centro	—	230/138 kV	—	300	04.09.2019	07.04.2046
Contrato nº 022/2014	SE Baixo Iguaçu	—	230 kV	—	—	21.12.2020	07.04.2046
Contrato nº 006/2016	LT Curitiba Centro - Uberaba C1	CS	230 kV	8	—	04.09.2019	07.04.2046
Contrato nº 006/2016	LT Curitiba Centro - Uberaba C2	CS	230 kV	8	—	04.09.2019	07.04.2046
Contrato nº 006/2016	LT Baixo Iguaçu - Realeza Sul	CS	230 kV	37	—	04.08.2019	07.04.2046
Contrato nº 006/2016	LT Curitiba Leste - Blumenau	CS	525 kV	145	—	28.03.2021	07.04.2046
Contrato nº 006/2016	LT Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	230 kV	57	—	21.12.2020	07.04.2046

continua

LINHAS E SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vcto da Outorga
Sociedades de Propósito Específico			6.290	6.072		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.						Propriedade: 100,0%
Contrato nº 001/2012	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste	CS	230 kV	29	—	
Contrato nº 001/2012	LT Cascavel Norte - Umarama Sul	CS	230 kV	130	—	31.08.2014
Contrato nº 001/2012	SE Umarama Sul	—	230/138 kV	—	300	27.07.2014
Caiuá Transmissora de Energia S.A.						Propriedade: 100,0%
Contrato nº 007/2012	LT Umarama - Guairá	CS	230 kV	105	—	12.05.2014
Contrato nº 007/2012	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte	CS	230 kV	37	—	02.07.2014
Contrato nº 007/2012	SE Santa Quitéria - SF6	—	230/138/138 kV	—	400	01.06.2014
Contrato nº 007/2012	SE Cascavel Norte	—				

2024). O detalhamento dos itens do reajuste está divulgado na Nota Técnica nº 137/2025-STR/Anel, de 16.06.2025.

DESTAQUES DISTRIBUIÇÃO

No segmento de distribuição destacamos também:

Programa Transformação: O Programa Transformação é um amplo plano de investimentos destinado a modernizar, automatizar e renovar a rede de distribuição e comunicação da Copel Distribuição, por meio de projetos de manutenção e expansão do sistema elétrico. Entre seus principais benefícios estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e apoiar o crescimento do agronegócio no Paraná, a diminuição dos custos operacionais e de manutenção, além do aprimoramento dos indicadores de qualidade DEC e FEC. Os investimentos também devem elevar a base de remuneração da distribuidora, a ser considerada na revisão tarifária prevista para 2026.

Redes elétricas inteligentes: O programa de redes elétricas inteligentes implanta uma rede de comunicação privada e padronizada para automação e medição avançada, permitindo o uso de medidores inteligentes e a leitura remota do consumo, dando ao consumidor mais autonomia e reduzindo deslocamentos de equipes, o que diminui emissões de CO₂.

Paraná Trifásico: O Projeto Paraná Trifásico modernizou e renovou as redes rurais da Copel por meio da implantação de rede trifásica e criação de redundância nos principais ramais, melhorando a qualidade do fornecimento, a segurança e a conexão de propriedades que dependem de energia trifásica. Concluído em 2025, o programa totalizou 25 mil quilômetros de redes e R\$ 3,3 bilhões em investimentos, reduzindo desligamentos e impulsionando a economia rural do Paraná.

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, com objetivo de evitar cortes e podas de árvores e reduzir o número de desligamentos, melhorando a qualidade do fornecimento. Ao final de dezembro/2025, a extensão das redes compactas e protegidas instaladas era de 36.782 km (32.544 km em dezembro/2024), acréscimo de 4.238 km, 13,02%, em doze meses.

Rede Secundária Isolada: A Copel Distribuição investe em redes secundárias isoladas de baixa tensão para melhorar DEC e FEC, reduzir furtos de energia e ampliar a segurança e a preservação ambiental. Essas redes também diminuem podas, quedas de tensão

e curtos-circuitos, aumentando a vida útil dos transformadores. Até dezembro de 2025, a extensão instalada chegou a 24.724 km, um crescimento de 1.038 km (4,38%) em relação a 2024.

6.4. Comercialização

A carteira de clientes da Copel Mercado Livre em 2025 era composta por 1.537 clientes atendidos em 23 estados, atingindo o volume de 3,2 GW médios de energia comercializados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, representando um aumento de 18% de comercialização em comparação ao ano anterior.

Em 2025, foram realizadas ações para aprimoramento dos sistemas de atendimento ao cliente e de contabilização e faturamento, contribuindo para uma operação mais eficiente.

O aprimoramento 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.

6.5. Serviços

A Copel Serviços S.A. busca contribuir ativamente para o desenvolvimento do Grupo Copel, mantendo-se atenta às oportunidades de mercado e alinhada às diretrizes estratégicas corporativas.

Em 2025, iniciou a oferta de seguros massificados, alcançando uma Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR em inglês) de 27% no período, englobando também a implantação da cobrança de valores de terceiros, ambos com arrecadação realizada diretamente na conta de energia.

No mês de dezembro 2025, a empresa alienou a totalidade de sua participação nos projetos de geração solar fotovoltaica, cuja energia estava alocada à consumidores de baixa tensão, na geração distribuída compartilhada, em decorrência da revisão do Planejamento Estratégico da Companhia (NE nº 37.4).

Para 2026, a estratégia está focada na ampliação da atuação da Copel Serviços em novos segmentos de negócio. Entre as iniciativas previstas estão a oferta de serviços de infraestrutura, antecipação de recebíveis, parcelamento de faturas e microcrédito, além do avanço contínuo em iniciativas de inovação, com foco na redução de custos, no aumento de receitas e no fortalecimento da proposta de valor ao cliente.

7. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

7.1. Receita Operacional Líquida

EM R\$ MIL	2025		2024		Variação	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Fornecimento	7.932.853		8.454.990		(522.137)	(6,2)
Suprimento	4.784.669		3.120.628		1.664.041	53,3
Disponibilidade da rede	6.974.666		7.048.036		(73.370)	(1,0)
Receita de construção	3.303.150		2.550.809		752.341	29,5
Valor justo do ativo indenizável da concessão	161.244		82.424		78.820	95,6
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.348.143		838.280		1.509.863	180,1
Outras receitas	612.131		555.869		56.262	10,1
	26.116.856		22.651.036		3.465.820	15,3

A Receita Operacional Líquida consolidada da Copel atingiu R\$ 26.116,9 milhões em 2025, crescendo 15,3% em relação a 2024, decorrente principalmente de:

- 1) aumento de 53,3% no Suprimento de Energia Elétrica, refletindo, principalmente, o crescimento das vendas no Ambiente de Contratação Livre (ACL ou mercado livre) na Copel COM, bem como o melhor desempenho da Copel GeT no Mercado de Curto Prazo (MCP), em especial, com a modulação do portfólio de geração hidrelétrica diante do comportamento do PLD do submercado Sul, e do maior volume de energia vendida para contratos bilaterais. Contribuíram ainda para esse resultado o aumento das vendas de energia no MCP e no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MSCD) pela Copel DIS. No segmento de geração eólica, houve redução da provisão para desvio de geração, decorrente do ressarcimento de curtailment, conforme Lei nº 15.269/2025.
- 2) aumento de 180,1% no Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, decorrente principalmente dos efeitos dos reajustes tarifários.
- 3) aumento de 29,5% da Receita de Construção em 2025 refletindo o forte aumento dos investimentos no segmento de distribuição, com destaque para os projetos Paraná Trifásico e Rede Elétrica Inteligente (REI), orientados para modernização, automação e renovação da rede de distribuição, por meio da adoção de tecnologias padronizadas voltadas ao atendimento dos sistemas de

automação. Adicionalmente, contribuíram para esse desempenho os reforços e melhorias realizados no segmento de transmissão.

- 4) aumento de 95,6% no Valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, reflexo da correção pelo IPCA sobre a base de ativos blindados além do maior efeito de atualização do valor justo sobre a base incremental, tendo em vista os investimentos realizados no período pela Copel DIS.
- 5) queda de 6,2% da Receita de Fornecimento de Energia Elétrica em 2025 associada a: (i) redução de volume comercializado para consumidores livres pela Copel COM; (ii) redução de 5,7% no consumo do Mercado Cativo da Copel DIS, além dos efeitos dos Reajustes Tarifários Periódicos que reduziram a tarifa de energia, compensados pelo crescimento da receita de subvenções para descontos tarifários.
- 6) queda de 1,0% na Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica em 2025 decorrente, principalmente, do aumento de encargos da CDE na Copel DIS e do impacto negativo de R\$ 115,1 milhões, em função da revisão dos valores do componente financeiro da RAP na Rede Básica do Sistema Existente (RBSE), conforme Resolução Homologatória nº 3.467/2025 da Aneel. Estes resultados foram parcialmente compensados pelo crescimento de 1,1% do Mercado Fio na Copel DIS e da consolidação da transmissora Mata de Santa Genebra na Copel GeT, como resultado da combinação de negócio estratégico.

7.2. Custos e Despesas Operacionais

EM R\$ MIL	2025		2024		Variação	
	R\$	%	R\$	%	R\$	%
Energia elétrica comprada para revenda	11.110.778		8.924.895		2.185.883	24,5
Encargos de uso da rede elétrica	2.755.534		2.865.490		(109.956)	(3,8)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	—		936		(936)	(100,0)
Pessoal e administradores	960.788		1.081.797		(121.009)	(11,2)
Planos previdenciário e assistencial	234.547		259.352		(24.805)	(9,6)
Material	108.061		86.882		21.179	24,4
Serviços de terceiros	1.192.282		1.074.308		117.974	11,0
Perdas de créditos, provisões e reversões	270.787		345.102		(74.315)	(21,5)
Outros custos e despesas operacionais	(75.584)		240.842		(316.426)	(131,4)
Depreciação e amortização	1.481.886		1.465.478		16.408	1,1
Custo de construção	3.272.763		2.522.908		749.855	29,7
	21.311.842		18.867.990		2.443.852	13,0

A variação dos Custos e Despesas Operacionais em 2025 decorre, principalmente, da combinação de:

- 1) crescimento de 24,5% nos custos com energia elétrica comprada para revenda, devido ao maior volume de energia proveniente do sistema de compensação de MMGD e aumento dos custos na CCEE na Copel DIS e ao aumento de compra de energia na Copel COM para fazer frente aos maiores volumes vendidos;
- 2) elevação de 29,7% dos custo de construção, em linha com o ciclo robusto de investimentos da Companhia, especialmente no Programa Transformação da Copel DIS e nos reforços de transmissão;
- 3) elevação de 11,0% com serviços de terceiros impulsionada pela maior volume de manutenção da rede elétrica e de consultorias especializadas, principalmente serviços jurídicos e suportes sistêmicos, e pelo atendimento aos consumidores com maior volume de ligações e atendimentos do call center;
- 4) aumento 1,1% da Depreciação e amortização decorrente da entrada em operação de novos ativos de distribuição compensada pela cessação de depreciação de ativos que estiveram na condição de mantidos para venda durante o ano de 2025, além da mudança de estimativa da depreciação e amortização de ativos da GET em função da renovação das concessões ocorridas em 2024;
- 5) redução expressiva em outros custos e despesas operacionais, decorrente dos ganhos com a alienação de usinas e com o descredenciamento de ativos afetados pela Copel GeT em 2025 (NE nº 37) e pelo ressarcimento do curtailment para os contratos ACL em decorrência da Lei 15.269/2025, compensados pelas perdas relacionadas à desativação de ativos associadas ao programa de investimento da Copel DIS;
- 6) redução 11,2% de despesas com pessoal e administradores em razão, principalmente, da redução do quadro de empregados que impactou na queda do total dos custos com remuneração, encargos e auxílios, e do menor valor de provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores. Estes eventos foram compensados pelo acréscimo dos honorários de administradores e Incentivos a Longo Prazo (ILP) e pela atualização salarial decorrente do acordo coletivo de trabalho; e
- 7) queda de 21,5% em perdas de créditos, provisões e reversões, decorrente principalmente de menores valores de provisões para litígios civis além da reversão de impairment registrada em 2024, não recorrente em 2025.

7.7. Lucro Operacional

No exercício de 2025, o Lucro Bruto atingiu R\$ 5.661,5 milhões, ante R\$ 4.891,2 milhões no mesmo período do ano anterior e representando uma margem bruta de 21,7% ante 21,6% em 2024, com um ganho de R\$ 770,2 milhões, 15,7% acima.

7.4. Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial totalizou R\$ 240,0 milhões em 2025, demonstrando uma queda de 14,7% ou R\$ 41,2 milhões, consequência principalmente da consolidação de 100% da transmissora Mata de Santa Genebra S.A. - MSG, a partir de 1º.06.2025.

7.5. Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos

O Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos atingiu R\$ 5.045,0 milhões em 2025 contra R\$ 4.064,2 milhões em 2024,

7.11. Ebitda

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, com 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		
	2025	2024	Var
Lucro líquido do exercício	2.687,9	2.799,4	(4,0) %
Lucro líquido do exercício - operações descontinuadas	(18,9)	(491,6)	(96,2) %
IRRJ e CSLL diferidos	381,4	421,4	(9,5) %
Provisão IRRJ e CSLL	196,2	178,0	10,2 %
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	1.798,4	1.157,0	55,4 %
Lajir/Ebit	5.045,0	4.064,2	24,1 %
Depreciação e Amortização	1.481,9	1.465,5	1,1 %
Lajida/Ebitda	6.526,9	5.529,7	18,0 %
Itens não recorrentes			
(-/+) Valor justo na compra e venda de energia	(18,6)	36,6	— %
(-/+) Plano de Demissão Voluntária	21,5	18,3	17,5 %
(-/+) Alienação de Ativos/descredenciamento	(477,3)	(264,4)	80,5 %
(-/+) Ressarcimento Curtailment	(265,7)	—	— %
(-/+) Ebitda op. descontinuadas	—	58,6	(100,0) %
(-/+) Equivalência Patrimonial	(240,0)	(281,2)	(14,7) %
(-/+) VNR	(161,2)	(82,4)	95,6 %
(-/+) Diferença Receita Transmissão Societária/Regulatória	148,2	6,5	>300 %
Lajida/Ebitda Recorrente	5.533,8	5.021,7	10,2 %

O Ebitda totalizou R\$ 6.526,9 milhões em 2025 contra R\$ 5.529,7 milhões em 2024, 18,0% superior ou R\$ 997,2 milhões de aumento. Esse desempenho foi impulsionado, principalmente, pela estratégia de comercialização de energia, que combina a modulação eficiente dos recursos do portfólio, a identificação de janelas de oportunidade com preços atrativos, além da comprovada eficiência operacional, especialmente no segmento de distribuição.

Destá forma, a Margem EBITDA foi de 25,0% em 2025 ante 24,4% no mesmo período de 2024.

7.12. Fluxo de Caixa

O Fluxo de Caixa das atividades operacionais apresentou geração de R\$ 3.028,4 milhões em 2025, ante R\$ 3.393,5 milhões em 2024, refletindo principalmente o consumo maior de capital de giro, parcialmente compensados pela expansão da receita operacional e pela estabilidade do lucro operacional.

O Fluxo de Caixa das atividades de investimentos registrou consumo de R\$ 1.759,4 milhões em 2025, inferior ao consumo de R\$ 5.739,4 milhões em 2024, reflexo principalmente do pagamento do bônus de outorga pela renovação das concessões em 2024. Adicionalmente, em 2025 a Companhia teve o efeito das alienações de investimentos, líquido das aquisições realizadas no ano e compensado também pelos investimentos estratégicos na expansão e modernização dos ativos.

O Fluxo de Caixa das atividades de financiamento apresentou consumo de R\$ 2.300,7 milhões em 2025, frente à geração de R\$ 803,9 milhões em 2024, resultado impactado, sobretudo, pela maior amortização de dívidas e pelo pagamento do prêmio pago aos acionistas

7.15. Programa de Investimentos

Seguem valores dos programas de investimentos realizados e os previstos para 2026, aprovados pelo Conselho de Administração:

SUBSIDIÁRIA	Realizado		Previsto		Variação %
	2025	2024	2026	2025-2024	
Copel Geração e Transmissão (1)	626,7	263,0	971,6	138,3	
Copel Distribuição (2)	2.959,0	2.196,9	1.942,8	34,7	
Copel Comercialização	2,0	1,3	1,9	53,8	
Copel Serviços e outras participações (3)	1,1	40,6	55,4	(97,3)	
Holding	3,7	2,0	49,6	85,0	
Total	3.592,5	2.503,8	3.021,3	43,5	

(1) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapurú (Tra) e FDA (Ger) e o pagamento de R\$ 196,6 milhões relativo ao descredenciamento de ativos
 (2) Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total.
 (3) Inclui plano e programas de inovação da Copel.

Para os próximos 5 anos, a Copel prevê R\$ 17,8 bilhões em investimentos, com alocação estratégica voltada ao fortalecimento da qualidade do serviço e ampliação da eficiência operacional, reforçando o compromisso com a geração de valor sustentável para seus acionistas e clientes. Para 2026, o plano de investimentos prevê aplicação de aproximadamente R\$ 3,0 bilhões.

O plano plurianual de investimentos foi elaborado com rigor na avaliação de projetos com retornos claramente definidos, como os investimentos orgânicos na concessão de distribuição, que somam mais de R\$ 13,0 bilhões, e em transmissão, com aproximadamente R\$ 2,0 bilhões. Essa priorização está alinhada à premissa central da nossa tese, baseada em um modelo de negócios de baixo risco.

No Copel Day de 2025 foi apresentado o framework analítico da Companhia que direciona a alocação de capital, com fundamentos para o retorno mínimo que incorporam a Taxa de Desconto do Negócio (Kw e WACC), a TIR implícita e a Taxa Mínima de Retorno (TMR) com spread de risco do projeto e o custo de oportunidade.

Esses montantes são relativos ao CAPEX previsto para 2026:

- R\$ 1,9 bilhão são destinados aos ativos regulatórios da Copel DIS para modernização da rede, com instalação de dispositivos elétricos, como trip save e self healing, construção de novas subestações e expansão do km de rede.
- R\$ 972 milhões para Copel GeT, sendo R\$ 450 milhões para transmissão, principalmente em reforços e melhorias da rede, e

7.16. Endividamento

EM R\$ MILHÕES	Consolidado		
	2025	2024	Var
Dívida Bruta	20.038,9	17.753,9	12,9%
Empréstimos e Financiamentos	3.368,4	5.126,5	(34,3%)
Debêntures (a)	16.670,5	12.627,4	32,0%
(-) Disponibilidade	3.738,9	4.596,4	(18,7%)
Caixa e equivalente de caixa (a)	3.130,4	4.161,9	(24,8%)
Títulos e valores mobiliários (b)	608,5	434,5	40,0%
Dívida Líquida	16.300,0	13.157,5	23,9%
Alavancagem (#x)	2,7	2,6	

(a) Contempla o valor das debêntures e do swap registrado na rubrica de Outras contas a pagar
 (b) Considera títulos e valores mobiliários circulante e garantias de contratos de dívida não circulante

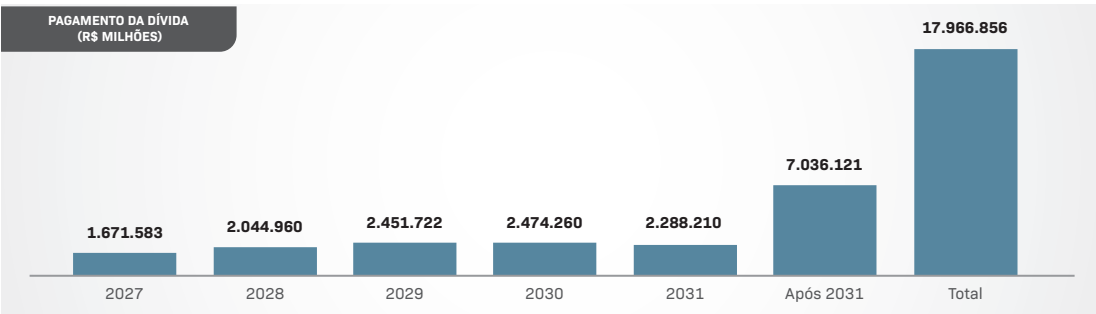
A Dívida Bruta totalizou R\$ 20.038,9 milhões em 31.12.2025 ante R\$ 17.753,8 milhões no encerramento do exercício, em 31.12.2024. O aumento de R\$ 2.285,1 milhões, equivalente a 12,9%, foi devido principalmente às necessidades de investimento e de capital de giro. A Disponibilidade totalizou R\$ 4.596,4 milhões em 31.12.2024 para R\$ 3.738,8 milhões em 31.12.2025, equivalente a R\$ 857,6 milhões de redução no ano.

O Endividamento da Copel em 2025 consolidou a dívida de Mata de Santa Genebra e Mauá e os investimentos realizados no exercício. O custo médio da dívida em taxa nominal em 31.12.2025 é de 13,07% a.a. (11,96% a.a. em 31.12.2024), o que equivale a 87,74% do CDI (98,48% do CDI em 2024).

INGRESSOS (EM R\$ MILHÕES)	Empresa	Financiador	Valor
BB/BNDES UHE Mauá Eletrobras 21 (1)	Copel Geração e Transmissão	BB/BNDES	35.226
BNDES UHE Mauá Eletrobras 08 (1)	Copel Geração e Transmissão	BNDES	38.912
Debêntures - 10ª emissão 1ª série	Copel Geração e Transmissão	Debêntures	500.000
Debêntures - 10ª emissão 2ª série	Copel Geração e Transmissão	Debêntures	500.000
Debêntures - 10ª emissão 3ª série	Copel Geração e Transmissão	Debêntures	1.000.000
Debêntures - 10ª emissão 1ª série	Copel Distribuição	Debêntures	1.300.000
Debêntures - 10ª emissão 2ª série	Copel Distribuição	Debêntures	500.000
Debêntures - 10ª emissão 3ª série	Copel Distribuição	Debêntures	1.200.000
Debêntures - 2ª emissão (1)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	183.580
Debêntures - 3ª emissão, 1ª série (1)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	403.840
Debêntures - 3ª emissão, 2ª série (1)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	611.772
Debêntures - 3ª emissão, 3ª série (1)	Mata de Santa Genebra	Debêntures	595.080
Total			6.868.410

(1) Consolidação da dívida da Mata de Santa Genebra e Mauá em razão da operação de descredenciamento de ativos realizada entre a subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT e a Axia (antiga Eletrobras), ocorrida em 05.2025.

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 6.546,5 milhões, sendo R\$ 4.571,9 milhões de principal e R\$ 1.974,6 milhões de encargos. O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures está demonstrado a seguir:



7.17. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

Foram distribuídos R\$ 2.450,00 milhões brutos de remuneração aos acionistas sob a forma de dividendos e Juros sobre Capital, deliberados durante 2025, com pagamentos das aprovações especificadas na tabela abaixo:

(EM R\$ MIL)	2025		
	Total	JCP	Dividendos (1)
Aprovação na AGO	23.04.2026		
Aprovação no CAD		18.11.2025	10.12.2025
Data de pagamento		19.01.2026	ATÉ 30.06.2026
Base para distribuição de dividendos	2.598.475		
Valor para Ações ON	2.450.000	1.100.000	1.350.000
Total Distribuído Bruto	2.450.000	1.100.000	1.350.000

Desempenho na cotação das ações:

	Ação (1) (2)	2025	2024	Variação %
B3	CPL3	R\$13,08	R\$8,24	58,7
	Ibovespa	161.125	120.283	34,0
	Índice de Energia Elétrica	123,056	77,455	58,9
NYSE	ELPC	US\$ 9,51	US\$ 5,33	78,4
	Índice Dow Jones	48.063	42.544	13,0
	XCOPO	€ 1,99	€ 1,50	32,7
Latibx	Índice Latibex	2.205	1.906	15,7

(1) Consideradas as cotações históricas (não ajustadas por proventos) do último dia de negociação do exercício
(2) Com a migração para o Novo Mercado da B3 as ações CPL3E, ELP e XCOPO foram descontinuadas em novembro de 2025 e, a CPL3E foi descontinuada em dezembro de 2025

A valorização de 58,7% nas ações da Companhia em 2025 fundamenta-se em pilares estratégicos fundamentais. Esse desempenho é reflexo direto da redução de custos e do aumento da eficiência operacional, aliados ao aprimoramento da governança corporativa. Ademais, a eficiência da estrutura de capital, o incremento de remuneração para os acionistas a consistência na entrega de resultados consolidaram a confiança do mercado e impulsionaram este expressivo crescimento.

8. Performance ESG

A Copel integra os princípios ESG (Ambiental, Social e Governança) à sua estratégia corporativa, fundamentando sua atuação nos temas materiais identificados junto às partes interessadas e nas diretrizes da nossa Política de Sustentabilidade, tendo a integridade como valor transversal que orienta todas as nossas práticas, compromisso com a ética, transparência e conformidade. Essa abordagem é complementada por compromissos voluntários alinhados aos Princípios do Pacto Global e aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Agenda 2030).

O ESG na estratégia da Copel visa promover uma cultura sistêmica e ampla de sustentabilidade, com origem nas partes interessadas, e os temas materiais orientam programas e iniciativas que geram valor compartilhado, minimizam riscos e potencializam oportunidades.

No aspecto ambiental, a descarbonização, adaptação e resiliência climática, biodiversidade e eficiência são direcionadores para projetos e iniciativas, como o Plano de Neutralidade de Carbono, pelo qual a Companhia adota medidas para neutralizar sua emissão direta de carbono até 2030. A Copel investe em energias 100% renováveis, pesquisa fontes alternativas e reduz emissões de gases de efeito estufa, reforçando seu compromisso no combate às mudanças climáticas.

No campo social, o pilar Pessoas é central, com foco na saúde e segurança dos colaboradores, direitos humanos e diversidade. A Copel valoriza a promoção de um ambiente de trabalho saudável, com meta de zero acidentes fatais, atuando de forma justa e inclusiva com colaboradores e partes interessadas, além de fortalecer o engajamento com as comunidades.

Na governança, a Copel adota uma abordagem estruturada e transparente, com destaque para o Programa de Integridade, que é fundamentado no Código de Conduta e alinhado aos princípios do Pacto Global. O programa desenvolve ações voltadas à prevenção de riscos, à promoção de uma cultura ética e ao engajamento contínuo dos colaboradores. A Companhia também mantém uma gestão robusta de riscos e controles internos, assegurando a conformidade com normas e regulamentos e fortalecendo a governança em todos os níveis organizacionais.

O desempenho ESG é monitorado continuamente por indicadores de referência, como o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3 e o Corporate Sustainability Assessment (CSA) da S&P Global.

Destaque em ESG 2025:

- Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE):** Em 2025, a Copel continua fazendo parte da carteira do ISE B3. O ISE é uma lista exclusiva de empresas comprometidas com o desenvolvimento sustentável.
- Índice Carbono Eficiente (ICO2):** Mais uma vez, a Companhia foi reconhecida como referência em sustentabilidade ao ser incluída na carteira do ICO2 da B3. Esse reconhecimento reforça a posição da Companhia entre as mais eficientes na gestão das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e solidifica sua liderança no setor elétrico brasileiro, consolidando seu compromisso com a transi-

ção para uma economia de baixo carbono.

- Copel media Painel no Maior Evento Brasileiro sobre Emissões de GEE:** Em agosto de 2025, a Copel foi convidada para mediar um painel no maior evento brasileiro sobre mudanças climáticas, promovido pelo programa GHG Protocol, que divulgou os resultados dos inventários corporativos de emissões de GEE de 2024/25. O convite reconhece o histórico da empresa em ações sustentáveis, como o Plano de Neutralidade de Carbono até 2030. Fundadora do GHG Protocol no Brasil, a Copel reafirma seu papel de destaque na transição energética e na sustentabilidade.
- Ação de Voluntariado e Reconhecimento:** Em comemoração ao Dia Nacional do Voluntariado (28 de agosto), o projeto Tricopel, que opera sob o guarda-chuva do programa corporativo EletriCidadania, ganhou destaque em uma matéria produzida pelo jornal da UB Play (afilado da TV Cultura). O programa permite que colaboradores dediquem até 8 horas de sua jornada de trabalho a cada dois meses para ações sociais e ambientais de interesse da comunidade.
- Lançamento do Novo Código de Conduta do Fornecedor:** A Copel lançou seu Código de Conduta do Fornecedor, um documento que estabelece diretrizes claras para a atuação de suas empresas fornecedoras. O Código foca em ética, sustentabilidade e responsabilidade corporativa, apresentando diretrizes sobre temas como integridade, responsabilidade socioambiental, prevenção de riscos e respeito aos direitos humanos.
- Prêmio Parceiro Pura Energia 2025:** A Copel promoveu, em 27.08, a cerimônia de reconhecimento dos vencedores do Prêmio Parceiro Pura Energia 2025. Este evento, que se enquadra no pilar de Governança e Responsabilidade Social, reconhece os parceiros por sua atuação alinhada aos valores e propósitos da Companhia. A iniciativa reforça o compromisso da Copel com o estabelecimento de parcerias éticas e sustentáveis.

8.1. Governança Corporativa

Após sua transformação em companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação"), em 2023, 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. 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.

Em dezembro de 2025, a Companhia passou a integrar o rol das empresas com padrões mais elevados de governança corporativa com a conclusão do processo de migração para o Novo Mercado da B3 - Brasil, Bolsa e Balcão. A migração ao Novo Mercado exigiu a reforma do Estatuto Social da Copel, trazendo modernização e melhorias de governança, refletindo os requisitos obrigatórios do Regulamento do Novo Mercado.

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.

of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO), orienta a identificação, avaliação, tratamento e monitoramento dos riscos que podem afetar seus objetivos. Suas diretrizes abrangem áreas corporativas, subsidiárias e controladas, e são recomendadas às demais empresas do grupo. A alta administração recebe treinamentos específicos, enquanto os demais empregados são capacitados na metodologia de gestão de riscos, permitindo identificar exposições e adotar ações mitigadoras.

Os riscos estratégicos são revisados na elaboração do Planejamento Estratégico, em trabalho conjunto da alta administração da Copel e das subsidiárias, envolvendo identificação, análise e definição de planos de controle, contingência e monitoramento. Além disso, os principais riscos são classificados em Financeiros, Operacionais e de Conformidade.

Para definir seu apetite ao risco, a Copel considera pilares como elevados padrões éticos e de compliance, alinhamento às práticas ESG com foco em clima e aspectos socioambientais, rigor na segurança do trabalho, aprimoramento contínuo da segurança cibernética e investimentos compatíveis com a Política de Investimento e o Planejamento Estratégico, baseados em integração, disciplina de capital e inovação.

De acordo com a Política de Gerenciamento de Riscos da Companhia, são realizados reportes periódicos à alta administração sobre o portfólio de riscos e os respectivos planos de mitigação, incluindo aspectos ambientais, sociais e de governança. Esse processo é continuamente aprimorado, garantindo alinhamento às melhores práticas de mercado e à legislação vigente.

8.1.4. Auditoria Externa

A política de contratação de serviços de auditores independentes assegura que não haja conflito de interesses, perda de independência ou objetividade. 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 demonstrações financeiras intermediárias do primeiro trimestre do exercício de 2024.

No exercício social encerrado em 31.12.2025 a PwC recebeu honorários no valor de R\$ 6,5 milhões e o auditor antecessor (Deloitte) recebeu o valor de R\$ 0,2 milhões, perfazendo um total R\$ 6,7 milhões referentes aos serviços regulares de auditoria independente. Adicionalmente, foram pagos R\$ 0,3 milhão para a PwC em 2025 por serviços não relacionados à auditoria independente referentes à assegurar das informações do Relatório Integrado e da estrutura de controles para o processo de compilação e apuração de índice financeiro.

8.2. Dimensão Social

No campo social, o pilar Pessoas é central, com foco na saúde e segurança dos colaboradores, direitos humanos e diversidade. A Copel valoriza a promoção de um ambiente de trabalho saudável, com meta de zero acidentes fatais, atuando de forma justa e inclusiva com colaboradores e partes interessadas, além de fortalecer o engajamento com as comunidades.

8.2.1. Promoção dos direitos Humanos e Responsabilidade Social

A Política de Sustentabilidade define diretrizes para prevenir, mitigar e reparar violações, garantindo ambientes de trabalho dignos, inclusivos e livres de desigualdades. Desde 2022, a Companhia vem padronizando processos de monitoramento e avaliação por meio da devida diligência de fornecedores, do levantamento de temas prioritários de direitos humanos e do uso de indicadores como saúde e segurança, registros do Canal de Denúncias e relatórios internos para identificar riscos e oportunidades de melhoria.

Entre 2022 e 2025, foram realizadas capacitações sobre direitos humanos em áreas estratégicas, abordando impactos na cadeia de valor, monitoramento, prevenção e, avanços no processo de diligência corporativa. Em 2024, lançou o Curso de Direitos Humanos durante a Semana Integrada de ESG, ampliando e aprofundando os temas de inclusão e responsabilidade social. Já em 2025, a programação explorou os temas de compliance e inclusão, com ênfase na neurodiversidade, reforçando o compromisso da Companhia com ambientes de trabalho cada vez mais inclusivos e alinhados às melhores práticas internacionais.

Engajamento Social e Desenvolvimento Comunitário

A Copel desenvolve ações sociais alinhadas às expectativas da sociedade e à Agenda 2030 da ONU, promovendo desenvolvimento nas comunidades onde atua e mitigando impactos socioambientais. As iniciativas incluem programas sociais obrigatórios dos PBAs e projetos corporativos, como EletriCidadania, Cultivar Energia e Educa ODS.

A Política de Sustentabilidade também define diretrizes para o investimento social privado e, as subsidiárias reportam trimestralmente à Diretoria de Governança, Risco e Compliance todas as doações e contribuições, garantindo transparência e alinhamento estratégico.

Mais informações sobre esses programas podem ser encontradas no Relatório Integrado.

8.2.2. Gestão de Pessoas

A Política Gestão de Pessoas - Recursos Humanos da Copel reconhece que os empregados são o principal valor da Companhia e estabe-

lece 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 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 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 31.12.2024	4.396
Admissões/readmissões	458
Desligamentos (1)	571
Quadro em 31.12.2025	4.287
Turnover em 2025	11,7

(1) Incluídos os colaboradores que saíram no Programa de Demissão Voluntária durante o ano de 2025

A Copel adota uma política de terceirização que segue as exigências legais, normas de segurança do trabalho e disposições internas, como o Manual do Fornecedor e o Regulamento de Contratação.

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

• Política de Equidade

A Copel defende a equidade como o tratamento justo e isonômico a ser dispensado a cada uma das partes interessadas (conforme as suas especificidades e demandas), sempre baseado em respeito, diversidade, inclusão e igualdade de direitos e oportunidades. A equidade estimula a competitividade e constrói um ambiente que viabiliza decisões mais assertivas e justas, com atenção especial a grupos vulneráveis e sujeitos à discriminação.

Para a Copel, o compromisso com a equidade de gênero e com o papel da mulher no Brasil e no mundo são uma missão de todos. Por isso, constitui pilar fundamental dentre as suas diretrizes estratégicas e está refletido nos seus documentos empresariais, em especial no Código de Conduta e nas Políticas de Sustentabilidade, de Governança Corporativa, de Gestão de Pessoas e de Indicação, Remuneração e Avaliação Anual de Desempenho.

O Código de Conduta da Copel expressa o seu compromisso com a criação e a manutenção de ambiente de trabalho respeitoso, cordial, que incentive a diversidade, equidade e inclusão, proporcionando a dignidade dos colaboradores e favorecendo o trabalho em equipe. A Política de Indicação, Remuneração e Avaliação Anual de Desempenho estabelece, dentre suas diretrizes, a observância da diversidade de gênero, idade, orientação sexual e identidade de gênero, raça e/ou etnia, visando promover a igualdade de oportunidades. Na mesma linha, a Política de Governança prevê o dever dos Agentes de Governança de tratar os acionistas e demais partes interessadas de maneira justa e uma abordagem diferenciada conforme as relações e demandas de cada parte interessada com a organização, motivada pelo senso de justiça, respeito, diversidade, inclusão, pluralismo e igualdade de direitos e oportunidades.

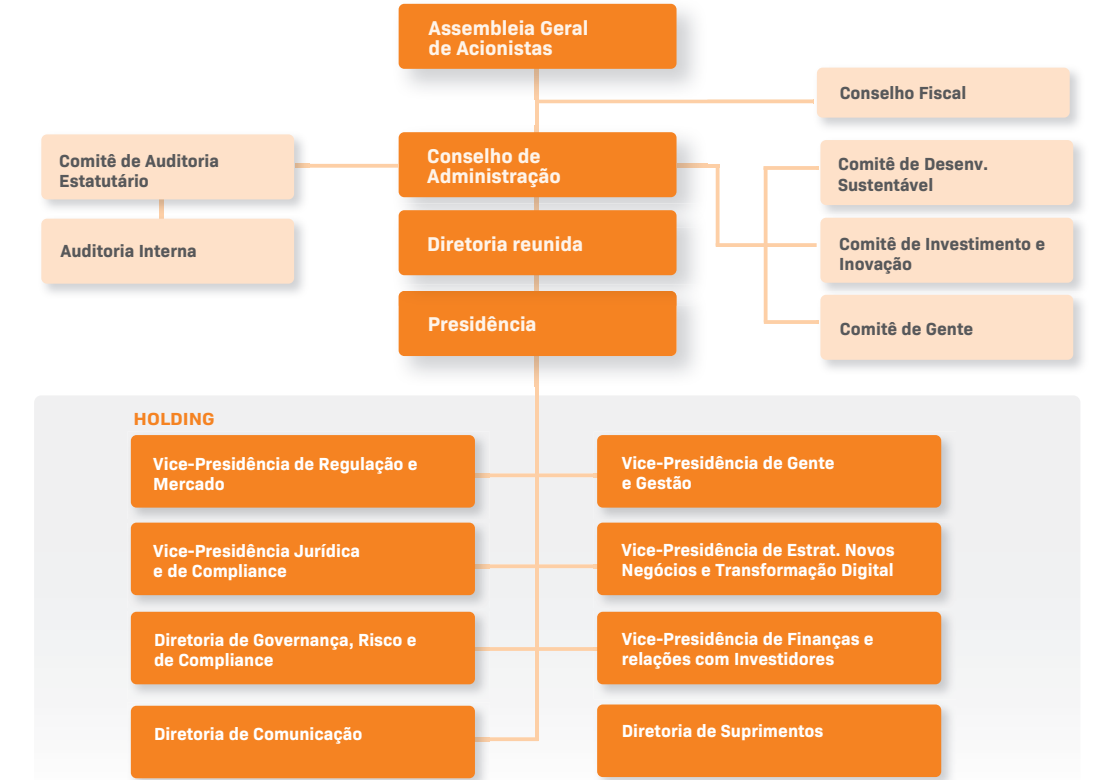
Adicionalmente, o respeito aos direitos humanos em todas as atividades laborais está previsto como diretriz específica da Política de Sustentabilidade, considerando que homens e mulheres devem ter acesso a um trabalho decente e produtivo, em condições de liberdade, equidade, segurança e dignidade, conforme determina a Organização Internacional do Trabalho - OIT. Além disso, a Política de Gestão de Pessoas orienta a Companhia a zelar pela manutenção de um ambiente de trabalho inclusivo, seguro e saudável, livre de qualquer tipo de assédio, e de promover e estimular ações que garantam o respeito à diversidade, a equidade nas relações, a qualidade de vida e a saúde integral.

A Copel também garante, em suas normativas internas, a igualdade de gênero, assim como de raça, cor e orientação sexual, de modo que as ações adotadas refletem na retenção de colaboradores e no impulso à performance e à sustentabilidade dos negócios.

Destaca-se que a Copel conta, ainda, com uma Comissão Permanente de Promoção de Diversidade, cujo objetivo central é fomentar a equidade, com atenção especial a grupos vulneráveis e sujeitos a discriminação.

Por fim, como a primeira empresa do setor a se tornar signatária do Pacto Global da ONU (no ano 2000), a Copel assumiu compromissos e metas para o atingimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS, dentre os quais o ODS 5 (Igualdade de Gênero), o ODS 8 (Trabalho Decente e Crescimento Econômico) e o ODS 10 (Redução das Desigualdades).

8.1.1. Estrutura de Governança



CONSELHEIRO	CARGO
Marcel Martins Malczewski	Presidente - independente
Marco Antônio Barbosa Cândido	Conselheiro independente e Coordenador do Comitê de Auditoria Estatutário
Raul Almeida Cadena	Conselheiro independente e Coordenador do Comitê de Investimento e Inovação
Geraldo Corrêa de Lyra Junior	Conselheiro independente e Coordenador do Comitê de Desenvolvimento Sustentável
Jacildo Lara Martins	Conselheiro independente
Viviane Isabela de Oliveira Martins	Conselheira independente e Coordenadora do Comitê de Gênt
Pedro Franco Sales	Conselheiro independente, Membro dos Comitês de Auditoria Estatutário e Investimentos e Inovação
Moacir Carlos Bertol	Conselheiro e Membro do Comitê de Desenvolvimento Sustentável

O Comitê de Auditoria conta com especialista financeiro, membro externo, Sr. Carlos Biedermann.

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

CONSELHO FISCAL	
TITULARES	SUPLENTE
Demetrius Nichele Macei	José Paulo da Silva Filho
Sérgio Henrique da Fonseca	Paulo Roberto Franceschi
Filipe Bordalo di Lucchio	Verônica Gomes Vairo

Ainda, no âmbito dos comitês estatutários, são membros externos, o Sr. Bruno Bretas de Macedo Silva do Comitê de Gênt e a Sra. Lavinia Rocha de Hollanda do Comitê de Desenvolvimento Sustentável.

8.1.2. Programa de Integridade

O Programa de Integridade da Copel está alinhado às melhores práticas de ações contra a corrupção. O 10º 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 colaboradores, 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 é 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 2025.

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 direitos humanos, entre outros.

Em 2025 a Companhia formalizou um Código de Conduta específico para Fornecedores. O objetivo do documento é registrar de forma clara as diretrizes que devem ser seguidas por todos os fornecedores da Companhia. No caso de contratações e compras, as empresas se comprometem formalmente em seguir as diretrizes do documento.

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 mantem canais de manifestação específicos para esses fins, com garantia de sigilo.

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

8.1.3. Gestão de riscos

A Gestão de Riscos fortalece a Governança Corporativa ao aumentar a segurança no alcance dos objetivos, ampliar a transparência e aprimorar os controles internos. Também busca gerar e proteger valor por meio da identificação de oportunidades e ameaças, do cumprimento de normas legais e da melhoria da eficiência operacional, incluindo a gestão de crises e incidentes.

A Política de Gestão de Riscos da Copel, fundamentada nos valores da Companhia, no Código de Conduta e nas diretrizes do Committee

Quantidade de mulheres	2024		2025	
CATEGORIA FUNCIONAL	Razão do salário-base	Razão da remuneração	Razão do salário-base	Razão da remuneração
Profissional técnico de nível médio	81	6,7	77	5,8
Profissional de nível médio	553	26,6	478	28,6
Profissional de nível superior	327	29,5	397	30,8
Total	961	21,9	952	22,3

Quantidade de mulheres	2024		2025	
ORGÃO DE GOVERNANÇA	Razão do salário-base	Razão da remuneração	Razão do salário-base	Razão da remuneração
Diretoria	1	4,00	2	7,69
Conselho de Administração	3	12,00	3	13,64
Conselho Fiscal	5	16,67	5	16,67
Comitês Estatutários	2	16,67	2	16,67

Nota: a apuração referente aos órgãos estatutários considera o número de posições existentes, e não o número de indivíduos que as ocupam. Adicionalmente, os membros suplentes do Conselho Fiscal são contemplados na base de cálculo, uma vez que são formalmente eleitos e participam das reuniões e deliberações na ausência dos respectivos titulares. Utilizado como referência as premissas utilizadas na norma GRI 405-1 (GRI = Global Reporting Initiative), relacionada à Diversidade em órgãos de governança e empregados, mesma metodologia utilizada para divulgação da informação no Relatório Integrado da Companhia.

Proporção entre salário-base e a remuneração recebidos pelas mulheres e aqueles recebidos pelos homens ¹				
CATEGORIA FUNCIONAL	2024		2025	
	Razão do salário-base	Razão da remuneração	Razão do salário-base	Razão da remuneração
Profissional técnico de nível médio	1,00	0,94	1,03	0,94
Profissional de nível médio	1,04	0,91	1,03	0,92
Profissional de nível superior	0,83	0,81	0,84	0,87
Total	0,98	0,90	1,01	0,92

¹ Para o cálculo das médias de salário-base e remuneração, não foram incluídos empregados com jornada de trabalho inferior a 8 horas diárias. A remuneração total foi determinada somando-se salário-base, adicionais, Participação nos Lucros e Resultados (PLR), Prêmio por Desempenho Copel (PPD) e Abono vestimental no Acordo Coletivo de Trabalho.

• Cultura Copel

Em 2025, a Companhia passou por uma intensa revisão da cultura para apoiar o momento de transformação, sem entender-se que a gestão da Cultura é um tema estruturante e indispensável para a Copel neste momento e deixa claro quais são os comportamentos que irão levar a organização para o futuro. O processo contou com o apoio de uma consultoria externa que respaldou na definição integrada dos Valores, construídos a várias mãos, definição da ambição e da razão de Ser da Copel:

Razão de Ser	Iluminar vidas com pura energia.
Ambição	Ser a empresa que mais gera valor no setor elétrico brasileiro.
Nossa força é nossa gente	Somos um time protagonista que se desenvolve junto com o negócio.
Cada cliente importa	Impulsionamos as conquistas dos nossos clientes
Entregamos resultados extraordinários	Construímos resultados sustentáveis ao longo do tempo.
Movidos a futuro	Somos fonte de conhecimento e inovação.
Segurança e ética são inegociáveis	Nosso exemplo faz a diferença.

• Saúde, Bem-estar e Benefícios

Saúde e Qualidade de Vida são temas que permeiam nosso compromisso com o cuidado, saúde e bem-estar dos colaboradores, reforçando nossos Valores "Nossa Força é Nossa Gente" e "segurança e Ética são Inegociáveis" orientando nosso Jeito de Ser e Fazer dentro da Copel. Temos como premissa a construção de um ambiente organizacional saudável, seguro, com equilíbrio entre a vida pessoal e profissional, visando a promoção da saúde integral, coordenando ações, programas e benefícios.

Entre os benefícios financeiros concedidos pela Companhia a todos os seus colaboradores, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiamento de férias; participação nos lucros e resultados - PLR; prêmio por desempenho - PPD; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a colabo-

radores com deficiência e a colaboradores que tenham dependente com deficiência; complementação de auxílio-doença, entre outros.

A Companhia oferece ainda benefícios não financeiros que impactam positivamente na qualidade de vida e bem estar, como: liberação para acompanhamento de familiar, liberação para realização do pré-natal e acompanhamento da gestante, licença maternidade e licença paternidade estendidas; horas para voluntariado; flexibilidade de jornada; redução de jornada de 8 para 6 horas; banco de horas.

As ações e programas de Saúde e Bem-estar da Companhia são estruturados em quatro pilares, baseados nas premissas da Organização Mundial de Saúde: saúde física, saúde mental, bem-estar social e bem-estar financeiro, com uma visão integral do ser humano com destaque para:

SAÚDE FÍSICA	SAÚDE MENTAL
Exames de rastreamento e diagnóstico precoce	Canal de atendimento psicológico de urgência e emergência
Plano de Saúde	Programa de dependência química
Vacina da Gripe	Psicoterapia online
Incentivo à prática de atividade física e hábitos saudáveis	Letramento e psicoeducação em saúde mental
Letramento em Saúde	Gestão dos fatores psicossociais no trabalho
Tratamento para obesidade	
Restrição e reabilitação funcional	
BEM-ESTAR SOCIAL	BEM-ESTAR FINANCEIRO
Semana da família	Plano de Previdência
Pessoa com Deficiência	Programa de Preparação para Aposentadoria e Pós emprego
Gestão de afast	

tratado 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 2025, não tivemos a aplicação da avaliação de desempenho em razão do projeto de revisão dos Valores e Cultura, visto a necessidade de alinhamento entre esses temas. Dessa forma, após a finalização da revisão da Cultura, foi iniciada a atualização do programa de Gestão de Desempenho com implantação prevista para o início de 2026.

Mobilidade Interna e Novas Admissões

Com a transformação da Copel em corporação em 2023, a Companhia deixou de ter obrigatoriedade de realizar concursos públicos para contratação. Esse novo cenário levou à implantação, no primeiro semestre de 2024, do Programa de Mobilidade Interna, que prioriza o preenchimento de vagas por meio de processos seletivos internos, amplamente divulgados aos colaboradores.

Embora a prioridade seja o aproveitamento interno do quadro, algumas funções e posições demandam a contratação de mercado. Assim, a partir do segundo semestre de 2024, a Copel passou a realizar processos de recrutamento e seleção externos, com o apoio de consultorias especializadas.

Desenvolvimento de Pessoas

A Copel implementa programas estruturados e abrangentes voltados ao aperfeiçoamento contínuo das competências de seus colaboradores, contemplando diferentes escopos e públicos ao longo de suas trajetórias profissionais. As iniciativas têm como foco o desenvolvimento técnico, comportamental e estratégico, alinhado às necessidades do negócio, à transformação digital, à inovação e à sustentabilidade organizacional.

No âmbito da capacitação técnica e comportamental, a Companhia promove cursos, treinamentos e palestras direcionados ao fortalecimento de habilidades essenciais para a operação, capacitações de segurança e obrigatórias.

Adicionalmente, a Copel promove iniciativas voltadas ao desenvolvimento de competências estratégicas e à preparação de suas lideranças para os desafios de longo prazo. Essas ações, conduzidas com apoio de especialistas externos e, reforçam a educação corporativa como ferramenta de engajamento e transformação cultural.

Destacam-se, a seguir, alguns dos programas de desenvolvimento corporativos realizados em 2025:

- Iniciativas de desenvolvimento na temática "Inovação"
- Iniciativas de desenvolvimento na temática "Transformação Digital"
- Programa de Capacitação para LGPD
- Treinamentos na temática de Sustentabilidade e Diversidade
- Trilhas de aprendizagem
- Programa de Cibersegurança

8.2.3. Fornecedores

Ao longo de 2025, a Copel avançou de forma estruturada na centralização da gestão da cadeia de suprimentos em um modelo corporativo, estabelecendo os principais fundamentos para a evolução de sua maturidade, governança e integração dos processos de contratação. Esse movimento representou um passo relevante na transição para um modelo mais integrado, alinhado à estratégia da Companhia de posicionar a cadeia de suprimentos como um pilar estratégico para a geração de valor, mitigação de riscos e sustentabilidade do negócio, em consonância com seu novo contexto corporativo.

A centralização da gestão passou a criar as condições necessárias para maior padronização, rastreabilidade e consistência na tomada de decisão, apoiada pela integração progressiva dos processos e pela incorporação de critérios ESG ao longo do ciclo de contratação. Esse modelo contribui para ampliar a transparência, fortalecer os controles e promover ganhos de eficiência operacional, respeitando os requisitos regulatórios e os compromissos socioambientais da Companhia.

A Companhia também reforçou sua atuação preventiva em integridade e conformidade desde as etapas iniciais de triagem e homologação de fornecedores, por meio de análises de capacidade técnica, enquadramento jurídico, integridade e saúde econômico-financeira, complementadas pelo acompanhamento de riscos ao longo da execução contratual. Essas práticas constituem a base para uma classificação mais consistente da criticidade dos fornecedores e para o aprimoramento contínuo da gestão da cadeia de suprimentos.

Como parte do fortalecimento do relacionamento com seus parceiros estratégicos, a Copel realizou, em 2025, a primeira edição do Prêmio Parceiro Pura Energia, com escopo ampliado e foco em performance, sustentabilidade, segurança do trabalho e qualidade. A iniciativa reconhece fornecedores que se destacaram em suas práticas e reforça o alinhamento da cadeia de suprimentos aos objetivos estratégicos da Companhia, aos Princípios do Pacto Global das Nações Unidas e ao Código de Conduta para Fornecedores da Copel, promovendo valores éticos, responsáveis e sustentáveis em toda a cadeia de valor.

8.2.4. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

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 e Inovação - P&D e, as distribuidoras, também, em Programa de Eficiência Energética - PEE.

Geração e Transmissão

Em 2025, a Copel GeT aplicou aproximadamente R\$ 2,8 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 2025 a Copel GeT obteve a soma de R\$ 103.317,47 em royalties provenientes da comercialização do equipamento MEDCAP no mercado nacional, além de sua introdução no mercado americano com expressiva previsão de royalties para o próximo ano. O MEDCAP 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 a Copel GeT deu continuidade ao "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 iniciou a contratação de quatro novos projetos:

- Projeto PD-06491-0011/2024, 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;
- Projeto PD-06491-0009/2023, cujo objetivo é desenvolver um modelo de negócio capaz de viabilizar a implantação de usinas reversíveis em circuitos fechado, semiaberto e aberto;
- Projeto PD-06491-0012/2024, com o objetivo do uso de software que opere como ferramenta unificada para previsão de despachos ótimos.
- Em complementação, com a consolidação da totalidade das participações da Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. - MSG em seu portfólio, a Copel GeT absorve o projeto PD-08852-0001/2024, cujo objetivo é obter medições para um modelo matemático-computacional para predição da propagação sonora do ruído gerado pela subestação Fernão Dias, localizada no município de Atibaia-SP.

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

A pesquisa e desenvolvimento tem impacto significativo e positivo no setor elétrico, por consequência na sociedade como um todo, tendo em vista a necessidade de eficiência energética no Brasil e de soluções inovadoras no setor, bem como do volume de recursos que movimenta.

A Copel DIS aplicou R\$ 25,2 milhões em P&D em 2025, distribuídos em categorias de projetos dentro do escopo da distribuição de energia elétrica, como qualidade e confiabilidade dos serviços, planejamento, segurança, operação, medição, entre outros. Os investimentos previstos para os próximos 3 anos totalizam um montante de R\$ 90,9 milhões.

Entre os projetos concluídos em 2025 destacam-se: sensoriamento e auditoria inteligente do ambiente de trabalho, que apresenta uma solução de inteligência artificial com computação de borda que atua como um guardião da vida virtual nos trabalhos de construção, operação e manutenção de redes elétricas; plataforma de baixo custo para testes, pré-certificação e homologação de dispositivos aderentes ao padrão Wi-SUN/FAN, que visa garantir que os medi-

dores inteligentes sigam um padrão de comunicação comum; e o desenvolvimento de nova topologia de redes aéreas com cabo coberto e reforço estrutural para regiões rurais, que propõe uma nova configuração de rede protegida, mais moderna, segura e eficiente.

Os projetos de PEE são selecionados pela Copel Distribuição através de chamadas públicas anuais, onde consumidores podem apresentar propostas de projetos a serem custeadas com recursos do PEE. Já os projetos prioritários de eficiência energética são realizados pela Aneel, considerando temas de interesse e importância para a sociedade.

Em relação ao Programa de Eficiência Energética (PEE), em 2025, a Companhia aplicou R\$ 88,5 milhões em recursos para a execução de 174 projetos. Adicionalmente, conforme a Lei nº 14.120/2021, foram destinados R\$ 18,1 milhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), contribuindo para a modicidade tarifária.

Em 2025 deu-se continuidade a implementação de obras de implantação do projeto de eficiência energética em escolas. Também, foram iniciados os projetos Trocou/Economizou, voltado ao subsídio à aquisição de refrigeradores por consumidores residenciais, o projeto de eficiência energética em hospitais universitários do Estado do Paraná e, o projeto de eficiência energética destinado a consumidores residenciais afetados por evento climático de 07.11.2025 no município de Rio Bonito do Iguaçu.

8.3. Dimensão Ambiental

No aspecto ambiental, descarbonização, adaptação e resiliência climática, biodiversidade e ecoeficiência são direcionadores para projetos e iniciativas, como o Plano de Neutralidade de Carbono, pelo qual a Companhia adota medidas para neutralizar sua emissão direta de carbono até 2030. A Copel investe em energias 100% renováveis, pesquisa fontes alternativas e reduz emissões de gases de efeito estufa, reforçando seu compromisso no combate às mudanças climáticas.

A Copel é signatária do Pacto Global, incorporando compromissos voluntários alinhados aos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (Agenda 2030).

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 e 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; e
- Incorporar medidas de adaptação às mudanças do clima na operação e expansão de seus ativos em cada um de seus negócios.

Programas de Gestão Ambiental

As subsidiárias efetuam estudos ambientais prévios para implantação dos seus empreendimentos, com o objetivo de identificar e gerenciar potenciais impactos ambientais.

A Copel se baseia nos resultados dos estudos ambientais para desenvolver programas específicos. Por meio desses programas ambientais, as subsidiárias buscam preservar, recuperar e mitigar os impactos negativos nas áreas atingidas pelos empreendimentos realizados, bem como nas regiões que estão inseridos, sobretudo em florestas e áreas urbanas arborizadas.

8.3.1. Ecoeficiência

A Copel, de forma corporativa, 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. Além disso, o programa também busca disseminar a educação para a sustentabilidade, o respeito ao meio ambiente e a preocupação com as futuras gerações.

8.3.2. 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. 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 Compagas e na Usina Termelétrica de Figueira.

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.

Os estudos e investimentos auxiliam no monitoramento e previsão para disponibilidade de equipes no atendimento a emergências, tendo em vista que, os efeitos da mudança do clima incidem diretamente sobre os negócios da Copel Distribuição, impactando sua operação.

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.

8.3.3. 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; e
- 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.

Informações Adicionais

No Relato Integrado da Copel é possível conhecer as outras ações voltadas aos aspectos de energia, mudança do clima, biodiversidade, água, materiais e resíduos, Inventário de Emissões de gases de efeito estufa, e demais informações relacionadas à gestão ambiental da Companhia.

8.4. Balanço Social

BALANÇO SOCIAL ANUAL					
Em dezembro de 2025 e 2024 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)					
1 - BASE DE CÁLCULO		2025		2024	
NE 28	Receita Líquida - RL	26.116.856		22.651.036	
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL	
	Remuneração dos administradores	32.292	0,1	32.035	0,1
	Remuneração dos empregados	573.503	2,2	725.577	3,2
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	116.340	0,4	136.752	0,6
	Encargos sociais compulsórios	212.275	0,8	257.289	1,1
	Plano previdenciário	55.221	0,2	68.226	0,3
	Saúde (Plano assistencial)	213.462	0,8	231.235	1,0
	Capacitação e desenvolvimento profissional	11.966	0,0	16.140	0,1
NE 29.2	Provisões por desempenho e participação nos lucros	165.978	0,6	179.283	0,8
NE 29.2	Incentivos de longo prazo	24.972	0,1	5.595	0,0
NE 29.2	Programa de desligamentos voluntários	21.489	0,1	18.306	0,1
	Cultura	3.115	0,0	4.096	0,0
	Creches ou auxílio-creche	773	0,0	983	0,0
	Segurança e saúde no trabalho	5.946	0,0	3.646	0,0
	Educação	1.435	0,0	2.257	0,0
	Benefício maternidade prorrogado	323	0,0	520	0,0
	Vale transporte excedente	84	0,0	111	0,0
	Total	1.439.174	5,5	1.682.051	7,4
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL	
	Educação	—	0,0	15	0,0
	Cultura	14.669	0,1	14.114	0,1
	Saúde e saneamento	662	0,0	888	0,0
	Esporte	20.528	0,1	23.231	0,1
	Programa Morar Bem	—	0,0	1.904	0,0
	Fundo para a infância e a adolescência	362	0,0	444	0,0
	Pesquisa & Desenvolvimento	67.223	0,3	82.521	0,4
	Programa de Eficiência Energética	99.823	0,4	68.656	0,3
	Fundo do Idoso	362	0,0	444	0,0
	Outros	1.607	0,0	5.678	0,0
	Total das contribuições para a sociedade	205.236	1,8	197.895	0,9
	Tributos (excluídos encargos sociais)	10.880.113	41,7	9.603.571	42,4
	Total	11.085.349	42,4	9.801.466	43,3
4 - INDICADORES AMBIENTAIS		% Sobre RL		% Sobre RL	
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	1.836.599	7,0	838.315	3,7
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.617	0,0	2.221	0,0
	Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	5	0,0	70	0,0
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	588	0,0	686	0,0
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	2.746	0,0	1.530	0,0
	Total	1.842.555	7,1	842.822	3,7

NE - Nota Explicativa

		2025		2024	
(1)	Quantidade de sanções ambientais judiciais no exercício	3		1	
	Valor das sanções ambientais em (R\$ Mil)	13		5	
METAS AMBIENTAIS		2025		2024	
	— 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	() não possuirá metas	() cumprir de 0 a 50%	() cumprirá de 0 a 50%
		() cumpre de 51% a 75%	() cumprirá de 51% a 75%	() cumpre de 76% a 100%	() cumprirá de 76% a 100%

5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (INCLUI CONTROLADAS)		2025		2024			
	Empregados no final do exercício	4.287		4.396			
	Admissões e readmissões	458		13			
	Escolaridade dos empregados (as):	Homens	Mulheres	Total	Homens	Mulheres	Total
	Extensão universitária	1.007	439	1.446	992	428	1.420
	Ensino superior	1.268	389	1.657	1.248	395	1.643
	Ensino técnico	734	33	767	431	21	452
	Ensino médio	314	91	405	756	120	876
	Ensino fundamental	1	0	1	5	0	5
	Faixa etária dos empregados (as):						
	De 18 até 30 anos (exclusive)		156				8
	De 30 até 45 anos (exclusive)		2.263				2.571
	De 45 até 60 anos (exclusive)		1.827				1.762
	60 anos ou mais		30				55
	Mulheres que trabalham na empresa		952				961
	% Mulheres em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de mulheres		7,8				8,6
	em relação ao nº total de gerentes		22,0				22,5
	Negros(as) que trabalham na empresa		625				600
	% Negros(as) em cargos gerenciais:						
	em relação ao nº total de negros (as)		4,8				5,2
	em relação ao nº total de gerentes		8,9				8,4
	Portadores(as) de necessidades especiais		105				114
	Dependentes		17.207				16.979
	Terceirizados		11.230				11.848
	Apêndiz (es)		44				113
(2)	Estagiários(as)		314				390
(2)	Empregados com mais de 10 anos de serviço		3.655				4.023
	Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores		91				63
	Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos		4.052				4.244
	Processos trabalhistas						
	Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício		3.134				3.277
	Nº de processos incluídos no exercício		1.205				1.299
	Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício		1.430				1.733

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		2025		2024	
(3)	Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)	67		101	
	Número total de reclamações e críticas de consumidores:				
	na empresa	27.660		21.360	
(4)					

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Em dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Balancos Patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 | (Em milhares de reais)

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	38.537	280.340	3.130.363	4.161.939
Títulos e valores mobiliários	6	93	95	895	623
Cauções e depósitos vinculados		—	—	9	9
Clientes	7	—	—	4.300.957	3.962.702
Dividendos a receber		1.407.012	2.644.431	141.297	82.278
Ativos financeiros setoriais	8	—	—	400.463	—
Contas a receber vinculadas à concessão	9	—	—	12.867	10.609
Ativos de contrato	10	—	—	392.594	283.896
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	—	—	263.645	217.350
Outros créditos	11	345.002	301.929	1.050.086	949.674
Estoques		—	—	173.398	136.324
Imposto de renda e contribuição social		80.125	32.349	502.825	296.128
Outros tributos a recuperar	12.2	68	—	426.106	994.618
Despesas antecipadas		485	944	60.972	63.211
Partes relacionadas	33	21.462	4.754	—	621
		1.892.784	3.264.842	10.856.477	11.159.982
Ativos classificados como mantidos para venda	37	—	—	25.177	1.881.826
		1.892.784	3.264.842	10.881.654	13.041.808
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	—	—	690.886	529.085
Outros investimentos temporários		10.874	15.894	30.627	30.603
Clientes	7	—	—	162.189	116.180
Depósitos judiciais	13	117.742	136.677	373.949	394.364
Ativos financeiros setoriais	8	—	—	400.463	—
Contas a receber vinculadas à concessão	9	—	—	4.590.579	3.497.351
Ativos de contrato	10	—	—	9.202.412	6.927.010
Valor justo na compra e venda de energia	32.2.10	—	—	597.856	479.938
Outros créditos	11	32	298.120	794.296	681.846
Imposto de renda e contribuição social		313	79.504	102.589	164.043
Imposto de renda e contribuição social diferidos	12.1	114.618	136.536	991.404	1.174.175
Outros tributos a recuperar	12.2	43.458	42.126	1.127.582	1.320.526
Despesas antecipadas		—	—	507	—
		287.037	708.857	19.065.339	15.315.121
Investimentos	14	23.589.425	22.431.868	2.849.002	3.577.937
Imobilizado	15	7.361	7.248	8.145.552	8.516.697
Intangível	16	10.514	8.546	19.206.609	16.623.610
Direito de uso de ativos	24.1	7.731	7.815	266.300	308.983
		23.902.068	23.164.334	49.532.802	44.342.348
TOTAL DO ATIVO		25.794.852	26.429.176	60.414.456	57.384.156

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações de Resultados

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 | (Em milhares de reais)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	—	—	26.116.856	22.651.036
Custos Operacionais	29	—	—	(20.455.357)	(17.759.792)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		—	—	5.661.499	4.891.244
Despesas com vendas	29	—	—	(133.601)	(137.121)
Despesas gerais e administrativas	29	(177.901)	(165.896)	(876.873)	(825.350)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	29	(217)	(87.455)	153.989	(145.727)
Resultado da equivalência patrimonial		2.916.352	2.512.087	239.997	281.202
		2.738.234	2.258.736	(616.488)	(826.996)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		2.738.234	2.258.736	5.045.011	4.064.248
Resultado Financeiro	30	—	—	1.184.779	1.184.779
Receitas financeiras		111.888	211.411	1.343.658	1.184.779
Despesas financeiras		(149.817)	(147.583)	(3.142.010)	(2.341.793)
		(37.929)	63.828	(1.798.352)	(1.157.014)
LUCRO OPERACIONAL		2.700.305	2.322.564	3.246.659	2.907.234
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	12.4	—	—	(177.999)	(421.436)
Imposto de renda e contribuição social		(9.069)	6.732	(196.186)	(177.999)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(21.520)	16.645	(381.432)	(421.436)
		(30.589)	23.377	(577.618)	(599.435)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		2.669.716	2.345.941	2.669.041	2.307.799
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido (prejuízo) proveniente de operações descontinuadas	37.6	18.898	463.690	18.898	491.571
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		2.688.614	2.809.631	2.687.939	2.799.370
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		—	—	2.669.716	2.345.941
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		—	—	18.898	463.690
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade		—	—	(675)	(26.800)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações descontinuadas		—	—	—	16.539
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	27.3	0,89888	0,74447	—	—
Ações ordinárias		0,89888	0,74447	—	—
Ações preferenciais classe "A"		—	0,81978	—	—
Ações preferenciais classe "B"		—	0,81899	—	—
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	27.3	0,89743	0,74335	—	—
Ações ordinárias		0,89743	0,74335	—	—
Ações preferenciais classe "A"		—	0,81978	—	—
Ações preferenciais classe "B"		—	0,81899	—	—
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.3	0,90524	0,89163	—	—
Ações ordinárias		0,90524	0,89163	—	—
Ações preferenciais classe "A"		—	0,98165	—	—
Ações preferenciais classe "B"		—	0,98086	—	—
LUCRO LÍQUIDO DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	27.3	0,90379	0,89051	—	—
Ações ordinárias		0,90379	0,89051	—	—
Ações preferenciais classe "A"		—	0,98165	—	—
Ações preferenciais classe "B"		—	0,98087	—	—

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 | (Em milhares de reais)

	NE nº	Atribuído aos acionistas da empresa controladora											
		Ajustes de avaliação patrimonial					Reservas de lucros						
		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	Atribuído aos acionistas não controladores	Total Consolidado
Saldo em 1º de janeiro de 2024		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	14.2.2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(299.199)	—	(299.199)
Incentivos de longo prazo	27.4	—	5.595	—	—	—	—	—	—	—	5.595	—	5.595
Recuperação de ações	27.5	—	—	(50.044)	—	—	—	—	—	—	(50.044)	—	(50.044)
Deliberação do dividendo adicional proposto		—	—	—	—	—	—	—	(131.211)	—	(131.211)	—	(131.211)
Destinação proposta à A.G.O.:		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Reserva legal		—	—	—	—	140.482	—	—	—	(140.482)	—	—	—
Dividendos	27.6	—	—	—	—	—	—	(577.570)	1.250.025	(672.455)	—	—	—
Reserva de retenção de lucros		—	—	—	—	—	—	1.059.836	—	(1.059.836)	—	—	—
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
Lucro líquido do exercício		—	—	—	—	—	—	—	—	2.688.614	2.688.614	(675)	2.687.939
Outros resultados abrangentes		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Ajustes de passivos atuariais, líquidos de tributos	27.2	—	—	—	—	(187.922)	—	—	—	—	(187.922)	—	(187.922)
Ajustes de ativos financeiros	27.2	—	—	—	—	1.143	—	—	—	—	1.143	417	1.560
Resultado abrangente total do exercício		—	—	—	—	(186.779)	—	—	—	2.688.614	2.501.835	(258)	2.501.577
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	—	—	—	(42.637)	—	—	—	—	42.637	—	—	—
Incentivos de longo prazo	27.5	—	13.043	6.701	—	—	—	1.834	—	—	21.578	—	21.578
Recuperação de ações	27.5	—	—	(70.046)	—	—	—	—	—	—	(70.046)	—	(70.046)
Prêmio pago aos acionistas	27.7	—	—	—	—	—	—	(1.298.041)	—	—	(1.298.041)	—	(1.298.041)
Deliberação do dividendo adicional proposto	27.6	—	—	—	—	—	—	—	(1.250.025)	—	(1.250.025)	—	(1.250.025)
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	27.6	—	—	—	—	—	—	(1.350.000)	—	(1.100.000)	(2.450.000)	—	(2.450.000)
Destinação proposta à A.G.O.:		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Reserva legal		—	—	—	—	—	134.431	—	—	(134.431)	—	—	—
Reserva de retenção de lucros		—	—	—	—	—	—	1.496.820	—	(1.496.820)	—	—	—
Saldo em 31 de dezembro de 2025		12.821.758	18.638	(113.389)	488.722	(200.730)	1.900.541	8.214.479	—	—	23.130.019	(38.041)	23.091.978

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Balancos Patrimoniais

Em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 | (Em milhares de reais)

PASSIVO	NE nº	Controladora	
---------	-------	--------------	--

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Em dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Demonstrações dos Fluxos de Caixa dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 (Em milhares de reais)					
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade		2.669.716	2.345.941	2.669.041	2.307.799
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos e variações monetárias não realizadas – líquidas		(76.385)	23.958	2.650.447	2.071.041
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	9	—	—	(119.557)	(120.800)
Resultado dos contratos de concessão de transmissão		—	—	(867.817)	(833.630)
Imposto de renda e contribuição social		9.069	(6.732)	196.186	177.999
Imposto de renda e contribuição social diferidos		21.520	(16.645)	381.432	421.436
Resultado da equivalência patrimonial		(2.916.352)	(2.512.087)	(239.997)	(281.202)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	21.3	10.665	10.766	234.835	257.711
Apropriação de programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	—	—	204.301	181.675
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	28.1	—	—	(161.244)	(82.424)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	28.1	—	—	(2.587.485)	(923.724)
Depreciação e amortização	29	4.160	3.245	1.481.886	1.465.478
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	29.2	248	748	21.489	18.306
Incentivos de longo prazo	29.2	17.920	5.428	24.972	5.595
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	29.4	5.104	83.596	270.787	345.102
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	10	—	—	(2.134)	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	28.1 e 29.1	—	—	(18.563)	36.604
Ajuste a valor justo de instrumentos da dívida e Hedge (swap)	30	—	—	39.513	—
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	9	—	—	6.089	3.265
Baixas de ativos de contrato	10	—	—	20.453	14.496
Resultado das baixas de imobilizado	15.2	32	45	42.783	32.234
Resultado das baixas de intangíveis	16	55	27	148.017	76.183
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos – líquido	24.1 e 24.2	—	—	225	(4.774)
Resultado de alienação de ativos	29.6	1.897	—	(335.595)	(264.434)
Resultado de combinação de negócios	1.2	—	—	(141.661)	—
Outros		—	—	(34.624)	—
		(252.351)	(61.710)	3.883.779	4.903.214
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		—	—	583.133	602.196
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		3.165.375	186.686	218.472	223.985
Depósitos judiciais		26.671	9.022	61.233	18.427
Ativos financeiros setoriais		—	—	705.732	354.421
Outros créditos		(809)	(3.713)	(124.395)	(73.515)
Estoques		—	—	(37.074)	38.402
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		171.875	(49.766)	(169.338)	(295.650)
Outros tributos a recuperar		14	530	(168.880)	(50.731)
Despesas antecipadas		459	953	1.705	(342)
Partes relacionadas		(16.708)	(4.700)	621	715
		3.346.877	139.012	1.071.209	817.908
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		11.036	(1.915)	161	(313.552)
Partes relacionadas		752	(148)	—	—
Fornecedores		3.085	(10.646)	441.154	72.730
Outras obrigações fiscais		(58.498)	107.037	1.151.954	882.575
Benefícios pós-emprego	21.3	(10.446)	(10.684)	(200.116)	(219.780)
Encargos setoriais a recolher		—	—	15.283	(16.641)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22.1	—	—	(232.611)	(336.956)
Contas a pagar vinculadas à concessão	23.1	—	—	(117.607)	(110.385)
Outras contas a pagar		(382.693)	(333.207)	(435.763)	(131.259)
Provisões para litígios quitadas	26.1	(80.522)	(31.108)	(344.547)	(345.138)
		(517.286)	(280.671)	277.908	(518.406)
CAIXA GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		2.577.240	(203.369)	5.232.896	5.202.716
Imposto de renda e contribuição social pagos		(7.865)	(1.476)	(197.793)	(219.219)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20.2	—	—	(425.192)	(471.276)
Encargos de debêntures pagos	24.2	—	—	(1.549.452)	(1.089.013)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(885)	(779)	(32.013)	(33.292)
Encargos de empréstimos concedidos/obtidos de partes relacionadas		—	276	—	—
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		2.568.490	(205.348)	3.028.446	3.389.916
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37.6	—	21.674	—	3.620
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		2.568.490	(183.674)	3.028.446	3.393.536
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		5.022	15.832	64.707	(32.939)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		—	(22.200)	—	—
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		—	22.200	—	—
Aquisições de ativos de contrato		—	—	(2.903.661)	(2.174.902)
Aquisição de controladas, líquida do caixa adquirido	1.2	—	—	(190.433)	—
Alienação de investimentos		332.239	2.066	2.536.421	47.066
Aquisição de investimentos	37.3	—	—	(1.060.804)	—
Aportes em investimentos		(550.000)	(613.150)	—	—
Redução de capital em investidas	14.1	294	—	294	37.129
Aquisições de imobilizado		(1.363)	(17)	(162.100)	(137.635)
Alienações de imobilizado		—	—	—	11.440
Aquisições de intangível	16	(2.952)	(2.378)	(43.788)	(4.098.286)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(216.760)	(597.647)	(1.759.364)	(6.348.127)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37.6	—	467.566	—	608.713
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(216.760)	(130.081)	(1.759.364)	(5.739.414)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	19.2	—	—	—	5.051
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	19.2	—	—	—	(1.693)
Ingressos de debêntures emitidas	20.2	—	—	5.000.000	3.920.000
Custos de transação na emissão de debêntures	20.2	—	—	(66.366)	(60.623)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos		—	—	(1.254.405)	(261.753)
Amortizações de principal de debêntures	20.2	—	—	(3.317.499)	(1.079.912)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	24.2	(715)	(709)	(69.583)	(70.949)
Recuperação de ações próprias	27.5	(70.046)	(50.044)	(70.046)	(50.044)
Prêmio pago aos acionistas	1	(1.273.727)	—	(1.273.727)	—
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(2.149.045)	(1.586.565)	(1.249.045)	(1.586.565)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(2.593.533)	(1.637.318)	(2.300.671)	813.512
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	37.6	—	—	—	(9.658)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(2.593.533)	(1.637.318)	(2.300.671)	803.856
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA					
		(241.803)	(1.951.073)	(1.031.589)	(1.542.022)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	280.340	2.231.413	4.161.939	5.634.623
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	38.537	280.340	3.130.363	4.161.939
Caixa e equivalentes de caixa proveniente de ativos classificados como mantidos para venda		—	—	(13)	(69.338)
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		(241.803)	(1.951.073)	(1.031.589)	(1.542.022)

As notas explicativas ("NE") da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do Valor Adicionado dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 (Em milhares de reais)					
	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Receitas					
Venda de energia e outros serviços		—	—	30.142.323	27.870.642
Receita de construção		—	—	3.470.063	2.631.688
Valor justo do ativo indenizável da concessão		—	—	161.244	82.424
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais		—	—	2.587.485	923.724
Outras receitas		24.334	13.692	653.139	366.885
Perdas de crédito esperadas		—	—	(102.457)	(100.730)
		24.334	13.692	36.911.797	31.774.633
(-) Insumos adquiridos de terceiros					
Energia elétrica comprada para revenda		—	—	11.860.206	9.590.891
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER		—	—	2.634.290	2.707.665
Material, insumos e serviços de terceiros		35.688	49.604	1.353.084	1.206.075
Custo de construção		—	—	3.243.885	2.407.318
Perda de valores ativos		19.128	8.330	251.136	152.323
Outros insumos		31.387	121.732	191.444	442.600
		86.203	179.666	19.534.045	16.506.872
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO		(61.869)	(165.974)	17.377.852	15.267.761
(-) Depreciação e amortização		4.160	3.245	1.481.786	1.465.478
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO		(66.029)	(169.219)	15.896.066	13.802.283
(+) Valor adicionado transferido					
Resultado da equivalência patrimonial		2.916.352	2.512.087	239.997	281.202
Receitas financeiras		111.888	211.411	1.343.658	1.184.779
Outras receitas		1.484	1.858	583.332	548.365
		3.029.724	2.725.356	2.166.987	2.014.346
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas		18.898	708.085	18.898	806.929
		2.982.593	3.264.222	18.081.751	16.623.558

Demonstrações do Valor Adicionado (continuação) dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e de 2024 (Em milhares de reais)								
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2025	%	31.12.2024	%	31.12.2025	%	31.12.2024	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	45.725		40.349		681.868		769.956	
Planos previdenciário e assistencial	10.117		10.149		234.547		259.352	
Auxílio alimentação e educação	1.377		1.608		82.540		97.709	
Encargos sociais – FGTS	1.857		2.846		34.587		42.611	
Incentivos de longo prazo	17.920		5.428		24.972		5.595	
Programa de desligamentos voluntários	248		748		21.489		18.306	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	16.700		12.949		165.978		179.283	
	93.944	3,1	74.077	2,3	1.245.981	6,9	1.372.812	8,2
Governo								
Federal								
Tributos	175.036		73.898		2.504.407		2.264.963	
Encargos setoriais	—		—		4.961.552		4.081.963	
Estadual	10		21		3.616.450		3.503.637	
Municipal	73		85		9.979		10.297	
	175.119	5,9	74.004	2,3	11.092.388	61,3	9.860.860	59,3
Terceiros								
Juros	20.609		60.973		2.996.109		2.241.122	
Arrendamentos e aluguéis	4.037		1.142		56.080		29.602	
Doações, subvenções e contribuições	270		—		3.254		4.434	
	24.916	0,9	62.115	1,8	3.055.443	16,9	2.275.158	13,7
Acionistas								
Lucros retidos	1.569.716		703.264		1.569.716		691.922	
Juros sobre capital próprio	1.100.000		768.112		1.100.000		768.112	
Dividendos	—		202.110		—		202.110	
Dividendo adicional proposto	—		672.455		—		672.455	
Participações de acionistas não controladores	—		—		(675)		(26.800)	
	2.669.716	89,5	2.345.941	71,9	2.			

1.1.3. Coligadas

COLIGADA	Sede	Atividade principal	%	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

1.2. Combinação de negócios

Com o objetivo de otimizar o portfólio e buscar oportunidades de reciliar ativos e participações, a Copel efetuou a troca de ativos com a Eletrobras (atualmente denominada Axia Energia) detalhada a seguir.

Antes da operação, essa era a participação da Copel GET nos ativos envolvidos na transação:

- proprietária de 100% da Usina Hidrelétrica Colider (UHE Colider), que estava registrada no ativo imobilizado da Copel GET.
- participação no consórcio Cruzeiro do Sul, por meio do qual possuía 51% da Usina Hidrelétrica Mauá (UHE Mauá).
- participação de 50,1% na controlada em conjunto Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (MSG).

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. Em 30.05.2025, com a conclusão da operação, a Copel GeT recebeu a totalidade da participação da Eletrobras de 49% na UHE Mauá e de 49,9% na MSG, passando a deter participação integral destes ativos, configurando-se portanto uma combinação de negócio em estágios, uma vez que antes da transação o controle era conjunto.

Como contraprestação a Copel GeT transferiu para a Eletrobras a integralidade da UHE Colider (que teve seu valor justo calculado com base no valor justo dos ativos adquiridos), contraprestação contingente e recursos financeiros. A tabela abaixo demonstra o valor justo dos ativos adquiridos da Eletrobras que equivale ao valor total da contraprestação paga pela Copel de modo que, portanto, não houve ágio ou compra vantajosa nesta combinação de negócios.

	UHE Mauá	Mata de Santa Genebra	Totais
Contraprestação			1.684.553
Caixa			196.609
Transferência da UHE Colider			1.104.829
Contraprestação contingente			383.115
Ativo de Indenização			(342.833)
UHE Mauá			(151.087)
MSG			(191.746)
Valor justo da participação acionária mantida antes da combinação de negócios			1.380.581
UHE Mauá			830.834
MSG			549.747
Contraprestação total			2.722.301

Ativos	2.122.351	3.381.044	5.503.395
Caixa e equivalentes de caixa	531	5.645	6.176
Títulos e Valores Mobiliários	556	106.543	107.099
Clientes	0	38.173	38.173
Ativos de contrato	0	3.110.665	3.110.665
Tributos a recuperar	30.432	22.686	53.118
Cauções e depósitos vinculados	51.522	94.777	146.299
Outros créditos	2.780	1.593	4.373
Imposto de renda e contribuição social diferidos	37.519	0	37.519
Imobilizado e Direito de Uso de Ativos	1.197.819	145	1.197.964
Intangível	801.192	817	802.009
Passivos	497.351	2.283.743	2.781.094
Fornecedores	420	7.180	7.600
Debêntures, empréstimos e financiamentos	139.599	1.794.272	1.933.871
Concessões a pagar	48.992	0	48.992
Outras contas a pagar	0	11.721	11.721
Provisão de litígios	9.119	25.474	34.593
Passivos contingentes	299.221	358.787	658.008
Imposto de renda e contribuição social diferidos	0	86.309	86.309
Ativos líquidos a valor justo	1.625.000	1.097.301	2.722.301

Em maio de 2025 a Companhia reconheceu ganho de R\$ 190.070 pelo efeito de mensuração a valor justo da participação existente antes da combinação de negócios na UHE Mauá e na MSG, registrado na rubrica de "Outras receitas (despesas), líquidas". Este valor, somado aos demais efeitos da combinação de negócios, gerou um ganho líquido de R\$ 141.661 no resultado operacional (R\$ 93.496 no lucro líquido, após impostos).

O contrato prevê o acordo de contraprestação contingente que requer que a Copel indenize a Eletrobras por: (i) qualquer passivo contingente da UHE Colider existente antes da data de fechamento da operação de transferência, até um valor máximo não descontado de R\$ 250.000; (ii) qualquer efeito do processo que discute o excludente de responsabilidade no atraso na entrada em operação comercial da UHE Colider. O valor justo dessa contraprestação contingente de R\$ 383.115 foi estimado com base no julgamento da administração pelo desfecho das ações individualmente, sendo que R\$ 354.403 se referem ao processo de excludente de responsabilidade e R\$ 28.712 se referem a outros passivos contingentes.

Adicionalmente, em atendimento à exigência da norma contábil de combinação de negócios, foi reconhecido o valor justo do passivo contingente de R\$ 658.008 referente às ações judiciais da UHE Mauá e da MSG na data do fechamento da operação. Por sua vez, a Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul concordaram contratualmente em indenizar a Copel e a Copel GeT pelo montante que pode tornar-se devido no que diz respeito às ações acima mencionadas, de modo que foi registrado o ativo de indenização de R\$ 342.833, equivalente ao valor justo do passivo indenizado, proporcional à participação da Eletrobras antes da combinação de negócios. O ativo de indenização é deduzido da contraprestação transferida para a combinação de negócios.

O método utilizado para valorização dos ativos imobilizados da UHE Mauá em R\$ 1.197.964 foi o cost approach, reduzido pela obsolescência econômica e funcional. No processo de avaliação foram utilizadas informações sobre (a) custo de instalações de plantas similares; (b) últimos orçamentos de ampliação e substituição de ativos similares; (c) preço à vista de reposição do ativo, contemplando as condições de uso em que o bem se encontra na data da vistoria; e (d) os fluxos de caixa projetados do negócio.

A técnica de avaliação utilizada para mensuração do valor justo dos ativos de concessão significativos adquiridos baseou-se na abordagem de receita que converte fluxo de caixa futuro a valor presente e utilizou as seguintes premissas principais:

- O ativo intangível identificável adquirido de R\$ 801.192 da UHE Mauá inclui principalmente, (i) os contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado (CCEAR) para o período de 2025 a 2040, com uma energia contratada de 192 MW médios e (ii) venda de energia de 175 MW médios no ambiente livre (ACL) para o período 2041 até o final da concessão em 2049;
- O ativo de contrato identificável adquirido de R\$ 3.110.664 da MSG inclui principalmente a RAP do contrato de concessão nº 01/2014 para o período de 2025 até o final da concessão em 2044.

Nas demonstrações financeiras intermediárias encerradas em 30.06.2025, a alocação de valores dos ativos adquiridos e passivos assumidos foi feita de forma preliminar pelas adquirentes, sem ajustes até 31.12.2025.

O quadro abaixo apresenta os resultados da MSG e da UHE Mauá antes e depois da data da combinação de negócios.

	UHE Mauá (a)	MSG	Total
Receita operacional líquida	232.938	395.550	628.488
Até 31.05.2025	95.649	198.526	294.175
A partir de 1º.06.2025 até 31.12.2025	137.289	197.024	334.313
Lucro líquido	75.823	103.390	179.213
Até 31.05.2025	24.847	46.021	70.868
A partir de 1º.06.2025 até 31.12.2025	50.976	57.369	108.345

(a) Informações estimadas de 49% do resultado da UHE Mauá, que não é uma entidade jurídica separada, tendo em vista que a receita e o lucro da usina estavam contemplados no balancete da Eletrobras até 31.05.2025 e no balancete da Copel GeT a partir de 1º.06.2025.

Resalta-se que 50,1% do resultado da MSG até 31.05.2025 já estava contemplado no lucro líquido da Copel, por meio de equivalência patrimonial. Deste modo, caso a operação tivesse sido efetivada em 1º.01.2025, a demonstração do resultado consolidada apresentaria uma receita líquida pro forma de R\$ 26.411.031 e lucro líquido pro forma de R\$ 2.735.750.

2. Concessões e Autorizações

Durante o ano de 2025 foram concluídos os desinvestimentos de 12 usinas de pequeno porte e da UHE Baixo Iguaçu, com as respectivas transferências de titularidades dos contratos de concessões para as adquirentes, além do descruzamento de ativos com a Eletrobras em que a Copel GET transferiu a UHE Colider para a Eletrobras e passou a controlar 100% da UHE Mauá e da participação societárias na MSG. Os quadros a seguir já estão atualizados após esses eventos e o detalhamento desses processos está descrito nas NEs nºs 1.2 e 37.

2.1. Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

CONTRATOS DE CONCESSÃO / AUTORIZAÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100%	07.07.2045
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 – UHE Fundão	70%	15.06.2040 (b)
	Contrato de concessão nº 125/2001 – UHE Santa Clara	70%	15.05.2040 (b)
	CGHs Fundão I e Santa Clara I	70%	(a)
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 – UHE Dona Francisca	23%	24.09.2037 (b)
Usina de Energia Eólica São João S.A.	Portaria MME nº 173 /2012 – EOL São João	49%	26.03.2042
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.
 (b) A ANEEL homologou e autorizou prazo adicional de extensão de outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE, nos termos da Lei 14.052/2020, da REH 3.439/2025 e da REA 16-467/2025.
 Usina Hidrelétrica – UHE
 Pequena Central Hidrelétrica – PCH / Central Geradora Hidrelétrica – CGH
 Usina Eólicoelétrica – EOL

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 contábeis internacionais (IFRS® Accounting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), 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 26.02.2026.

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 moeda de apresentação

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

3.4. Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis da Copel e de suas controladas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas, as quais são revistas 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 4.2.7, 20 e 32.2.10 – Instrumentos financeiros derivativos: marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia e apuração do valor justo nas operações de swap e hedge;
- 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 7.2 - 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 - Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins: avaliação dos montantes que podem ser exigidos para devolução aos consumidores;
- NE nº 4.11.28 e 32.2.9 - Reconhecimento de receita: estimativa de valores não faturados margem de construção e provisão de não performance dos empreendimentos eólicos;
- NEs nºs 4.12 e 12.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos: previsão de lucros tributáveis futuros para recuperabilidade dos tributos;
- NEs nºs 4.13 e 21 - Benefícios pós-emprego: premissas atuariais para avaliação dos planos previdenciários e assistenciais;
- NEs nºs 4.14 e 27.4 - Remuneração baseada em ações: apuração

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

CONCESSÃO DE GERAÇÃO	Participação %	Vencimento
Contratos de Concessão – Copel GeT		
Contrato de Concessão nº 002/2024 – UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) (a)	100%	21.11.2054
Contrato de Concessão nº 002/2024 – UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) (a)	100%	21.11.2054
Contrato de Concessão nº 003/2016 – UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) (a)	100%	06.01.2053
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 – UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) (b)	100%	28.06.2049
Contrato de Concessão nº 007/2013 – PCH Derivação do Rio Jordão	100%	21.06.2032
Contrato de Concessão nº 045/1999 – UTE Figueira (c)	100%	26.03.2019

CONTRATOS DE CONCESSÃO / AUTORIZAÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS			
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 – EOL Asa Branca I	100%	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 – EOL Asa Branca II	100%	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 – EOL Asa Branca III	100%	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 – EOL Eurus IV	100%	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 – EOL SM	100%	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 – EOL Santa Helena	100%	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 – EOL Ventos de Santo Uriel	100%	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 – EOL Dreen Boa Vista	100%	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 – EOL Farol	100%	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 – EOL Dreen Olho D'Água	100%	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 – EOL Dreen São Bento do Norte	100%	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 – EOL Esperança do Nordeste	100%	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 – EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100%	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 – EOL GE Jangada	100%	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 – EOL GE Maria Helena	100%	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 – EOL Potiguar	100%	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 – EOL Dreen Guajiru	100%	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 – EOL Dreen Cutia	100%	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 – EOL São Bento do Norte I	100%	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 – EOL São Bento do Norte II	100%	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 – EOL São Bento do Norte III	100%	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 – EOL São Miguel I	100%	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 – EOL São Miguel II	100%	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 – EOL São Miguel III	100%	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 – PCH Arturo Andreoli	36%	07.07.2034
PCH Bela Vista (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 – transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100%	06.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica	Contrato de Concessão de Geração nº 001/2024 – UHE GBM	100%	20.11.2054
Jandaíra I Energias Renováveis	Portaria nº 140/2020 – EOL Jandaíra I	100%	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis	Portaria nº 141/2020 – EOL Jandaíra II	100%	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis	Portaria nº 142/2020 – EOL Jandaíra III	100%	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis	Portaria nº 139/2020 – EOL Jandaíra IV	100%	02.04.2055
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 – EOL Vila Maranhão I	100%	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 – EOL Vila Maranhão II	100%	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 – EOL Vila Maranhão III	100%	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 – EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100%	06.12.2054
Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A	Portaria nº 10/2019 – EOL Vila Ceará I	100%	14.01.2054
EOL Aventura II	Portaria nº 209/2018 – Aventura II	100%	05.06.2053
EOL Aventura III	Portaria nº 220/2018 – Aventura III - REA nº 7.820/2019	100%	11.06.2053
EOL Aventura IV	Portaria nº 215/2018 – Aventura IV	100%	05.06.2053
EOL Aventura V	Portaria nº 213/2018 – Aventura V	100%	05.06.2053
EOL SRMN I S.A.	Portaria nº 196/2018 – Santa Rosa e Novo Mundo I	100%	04.06.2053
EOL SRMN II S.A.	Portaria nº 194/2018 – Santa Rosa e Novo Mundo II	100%	04.06.2053
EOL SRMN III S.A.	Portaria nº 197/2018 – Santa Rosa e Novo Mundo III	100%	04.06.2053
EOL SRMN IV S.A.	Portaria nº 188/2018 – Santa Rosa e Novo Mundo IV	100%	01.06.2053
EOL SRMN V S.A.	Portaria nº 189/2018 – Santa Rosa e Novo Mundo V - REA 7.783/2019.	100%	01.06.2053

(a) A ANEEL homologou e autorizou prazo adicional de extensão de outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE, nos termos da Lei 14.052/2020, da REH 3.439/2025 e da REA 16-467/2025.
 (b) A ANEEL transferiu a titularidade da concessão para a Copel Geração e Transmissão S.A. por meio da REA 16.151/2025, formalizado pela celebração do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão 001/2007
 (c) Em processo de desinvestimento (NE nº 37.1)

CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
CONTRATOS DE CONCESSÕES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO (LT) E SUBESTAÇÕES (SE) – COPEL GET			
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) – prorrogado pelo 3º termo aditivo	100%	01.01.2043 2028
Contrato nº 075/2001	LT 230 kV Bateias – Jaguaraiava	100%	17.08.2031 (a)
Contrato nº 006/2008	LT 230 kV Bateias – Pilarzinho	100%	17.03.2038 2028
Contrato nº 027/2009	LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste	100%	19.11.2039 2030
Contrato nº 010/2010	LT 500 kV Araraquara II – Taubaté	100%	06.10.2040 2026
Contrato nº 015/2010	SE Cerquillo 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 2		

nos valia registrada na combinação de negócios se caracteriza como ágio técnico e não é amortizado, apenas testado por impairment.

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 custo 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.

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.

4.2.7. Instrumentos financeiros derivativos

Marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia e parte de seus contratos são designados e classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados ao 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.

Operações de SWAP e Hedge

A Companhia efetua operações de proteção de exposições aos riscos de taxa de juros de dívidas, através de contratos de swap, os quais são reconhecidos como ativo e/ou passivo no balanço patrimonial e mensurados inicialmente e subsequentemente a valor justo. As variações nos valores justos dos derivativos são reconhecidas no resultado financeiro.

Para fins de redução na volatilidade do resultado e transparência dos efeitos do gerenciamento de capital, a Companhia adota a contabilidade de hedge. As dívidas da Companhia que são objeto de hedge são designadas como "hedge de valor justo", de modo que a variação dos valores justos tanto dos instrumentos de hedge quanto dos objetos de hedge são registradas no resultado financeiro.

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

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 7º do artigo 8º 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 possui contratos de concessão de geração de energia elétrica que contém cláusulas de indenização da infraestrutura não depreciada, amortizada e/ou recebida durante o prazo da concessão. Após o vencimento, os saldos residuais dos ativos são transferidos para contas a receber vinculadas à concessão. Ao final de cada período de divulgação, a Administração avalia a recuperabilidade do ativo, remensurando seu fluxo de caixa com base em sua melhor estimativa.

4.5. Ativos de contrato

Representa o direito contratual da Companhia relacionado à construção da infraestrutura delegada pelo Poder Concedente, condicionada 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 vinculadas 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 à 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, líquida da estimativa da contraprestação variável (Parcela 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 na medida em que o serviço de operação e manutenção - O&M é prestado, a parte da RAP referente à 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 elétrica linear com base nas taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela Aneel. 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 efetuados pelo órgão regulador, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens.

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. 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 efetuados pelo órgão regulador, as quais são praticadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens.

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 4.1.3) 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 Reajuste 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 periodicamente e em caso de reversão de perdas estimadas em 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 já no grupo de contas a receber de clientes enquanto que para o saldo a receber condicionado 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 incorporem 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. Para o cálculo de temas que são repetitivos, utiliza-se a experiência histórica da companhia com casos semelhantes para estimar o desfecho mais provável para o conjunto de processos.

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 declarado junto a COEE. 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. 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. 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.

4.13. Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e Plano Assistencial (assistência médica e odontológica). 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) para o plano assistencial que tem benefícios pós-emprego (Prosaúde II), o valor do passivo assistencial 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 juros atuariais, são reconhecidos em outros resultados abrangentes.

4.14. 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.

4.15. 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.

4.16. 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.

4.17. Ações em tesouraria

O valor das ações compradas 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.

4.18. 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.

4.19. Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2025

A partir de 1º.01.2025 estão vigentes as alterações de normas a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 02 / IAS 21 - Efeitos das Mudanças nas Taxas de Câmbio intitulada Falta de Conversibilidade;
- (ii) CPC 18 (R3) - Investimento em Coligada e em Empreendimento Controlado em Conjunto;
- (iii) ICPC 09 (R3) - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e aplicação do método de equivalência patrimonial;
- (iv) OCPC 10 - Créditos de Carbono (tCO2e), Permissões de emissão (allowances) e Crédito de Descarbonização (CBIO).

4.20. Novas normas que ainda não entraram em vigor

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

- (i) 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);
- (ii) IFRS 18/CPC 51 - Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Financeiras (a partir de 1º.01.2027);
- (iii) IFRS 19 - Subsidiárias sem Responsabilidade Pública: Divulgações (a partir de 1º.01.2027);
- (iv) Melhorias Anuais às Normas Contábeis IFRS - Volume 11 (a partir de 1º.01.2026);
- (v) 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	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e bancos conta movimento	733	233	379.611	174.798
Aplicações financeiras de liquidez imediata	37.804	280.107	2.750.752	3.987.141
	38.537	280.340	3.130.363	4.161.939

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 ressarir 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.01.2025	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Bandeiras Tarifárias	Balanço Patrimonial	Saldo em 31.12.2025
		Constituição	Amortização				
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda – Itaipu	78.793	109.999	(21.659)	13.307	—	—	180.440
Energia elétrica comprada p/ revenda – CVA Energ	(62.125)	721.685	154.935	15.948	(451.583)	—	378.860
Transporte de energia pela rede básica	402.396	98.764	(340.198)	30.053	—	—	191.015
Transporte de energia comprada de Itaipu	29.570	5.255	(25.871)	85	—	—	9.039
Encargos de Serviços do Sistema – ESS	112.687	(9.646)	(65.358)	5.273	(45.184)	—	(2.228)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(64.790)	350.530	(19.127)	6.960	—	—	273.573
Proinfra	(7.721)	42.104	(16.191)	3.934	—	—	22.126
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 12.3)	(568.455)	—	1.017.539	—	—	(864.545)	(415.463)
Neutralidade	(276.986)	(153.256)	285.023	(7.254)	—	—	(152.471)
Risco hidrológico	(481.262)	(392.087)	459.507	(24.873)	—	—	(438.715)
Devoluções tarifárias	(172.956)	(94.351)	129.927	(4.518)	—	—	(141.898)
Sobrecontratação	234.070	265.156	(171.122)	16.034	(194.846)	—	149.292
CDE Escassez hídrica	—	(58.086)	31.728	(2.995)	—	—	(29.353)
CDE Eletrobras	(38.891)	37.956	4.484	(1.940)	—	(13.164)	(11.555)
Antecipação do banco de geração distribuída	—	189.204	—	—	—	—	189.204
Mecanismo atenuação tarifária	(242.372)	(217.211)	262.497	(45.758)	—	—	(242.844)
Outros	(19.768)	(34.134)	39.489	(26.718)	—	(955)	(42.086)
	(1.077.810)	861.882	1.725.603	(22.462)	(691.613)	(878.664)	(83.064)
Ativo circulante	—	—	—	—	—	—	400.463
Ativo não circulante	—	—	—	—	—	—	400.463
Passivo Circulante	(935.322)	—	—	—	—	—	(883.990)
Passivo Não Circulante	(142.488)	—	—	—	—	—	—

CONSOLIDADO	Saldo em 1º.01.2024	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Bandeiras Tarifárias	Balanço Patrimonial	Saldo em 31.12.2025
		Constituição	Amortização				
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)
Proinfra	(14.495)	(15.485)	23.969	(1.710)	—	—	(7.721)
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 12.3)	(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)	—	—	(172.556)
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)

9. Contas a Receber Vinculadas à Concessão

CONSOLIDADO	Distribuição (NE nº 9.1)	Geração			Total
		Bonificação pela outorga (NE nº 9.2)	Contrato de concessão (NE nº 9.3)		
Em 1º.01.2024					
Transferências de ativos de contrato	578.820	—	—	—	578.820
Transferências para outros créditos	(1.927)	—	—	—	(1.927)
Reconhecimento do valor justo	82.424	—	3.590	—	86.014
Baixas	(3.265)	—	—	—	(3.265)
Transferências para suprimento de energia elétrica – clientes	—	(91.737)	—	—	(91.737)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	—	120.800	—	—	120.800
	2.610.731	821.804	75.425	3.507.960	
Em 31.12.2024					
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10)	913.668	—	—	—	913.668
Reconhecimento do valor justo	161.244	—	3.248	—	164.492
Baixas	(6.089)	—	—	—	(6.089)
Transferências para suprimento de energia elétrica – clientes	—	(96.142)	—	—	(96.142)
Juros efetivos (NE nº 28.1)	—	119.557	—	—	119.557
	3.679.554	845.219	78.673	4.603.446	
		Circulante			12.867
		Não circulante			4.590.579

9.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I, depreciados até 2015, data de vencimento das concessões. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, para fiscalização por parte da agência reguladora. De modo a estabelecer as diretrizes no processo de reconhecimento dos investimentos complementares ao projeto básico, de que trata o art. 2º do Decreto nº 7850/2012 e estabelecer a forma de pagamento às concessionárias de geração, o Ministério de Minas e Energia abriu em 03.07.2025 a Consulta Pública nº 190/2025, a fim de propor o processo a ser observado no pagamento dos valores homologados pela Aneel, nos termos da Resolução Normativa nº 1027/2022, abrangendo as concessionárias de geração, inclusive a Copel, com as UHEs GPS e Mourão. Até o momento não houve a conclusão da referida consulta pública, inclusive sua regulamentação.

10. Ativos de contrato

CONSOLIDADO	Distribuição (NE nº 10.1)	Transmissão (NE nº 10.2)		Total
		Ativo concessões	Ativo RBSE	
Em 1º.01.2024				
Adições	2.465.040	645.525	188.105	3.298.670
Receita de construção	—	95.610	—	95.610
Participação financeira do consumidor	(268.692)	—	—	(268.692)
Transferências para o intangível (NE nº 16)	(2.103.522)	—	—	(2.103.522)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9)	(578.820)	—	—	(578.820)
Baixas	(14.496)	—	—	(14.496)
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)
Outras transferências	(20)	(8.179)	—	(8.199)
	1.701.448	4.312.002	1.197.456	7.210.906
Em 31.12.2024				
Adições	3.268.885	845.918	136.968	4.251.771
Receita de construção	—	226.366	—	226.366
Participação financeira do consumidor	(309.835)	—	—	(309.835)
Transferências para o intangível (NE nº 16)	(2.901.548)	—	—	(2.901.548)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9)	(913.668)	—	—	(913.668)
Baixas	(20.453)	—	—	(20.453)
Efeito de combinação de negócios (a)	—	3.110.665	—	3.110.665
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	—	2.134	—	2.134
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	—	(663.898)	(273.670)	(937.568)
Outras transferências	—	(8.695)	—	(8.695)
Ajuste RBSE - revisão do componente financeiro	—	—	(115.069)	(115.069)
	824.829	7.824.492	945.685	9.595.006
		Circulante		392.594
		Não circulante		9.202.412

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

10.1. Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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 Vinculadas 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 R\$ 15.364 em 2025, à taxa média de 0,18% a.a. (R\$ 19.187, à taxa média de 0,25% a.a., em 2024).

10.2. Contratos de concessão de transmissão

Ajuste RBSE - revisão do componente financeiro

Em junho de 2022 foi emitida a Nota Técnica nº 85/2022-SGT/Aneel que tratou da análise dos pedidos de reconsideração sobre o pagamento do componente financeiro e repêrimento do Ativo RBSE. Em abril de 2023, foi emitida a Nota Técnica nº 85/2023-SGT/Aneel, por meio da qual apresentou-se análise técnica das manifestações acerca dos cálculos apresentados na Nota Técnica nº 085/2022-SGT/Aneel. Em 10.06.2025 a Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 3.467/2025, revisou o disposto na Resolução Homologatória nº 2.647/2021 e aprovou, a partir desta data, os novos valores de RAP referentes ao componente financeiro, com impacto negativo de R\$ 115.069 na receita operacional líquida da Copel GeT.

Revisão Tarifária

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 e em abril de 2025 foi emitido o Despacho nº 1.228/2025 que deu provimento parcial aos pleitos da Companhia, gerando efeito positivo de R\$ 39.109 na receita operacional líquida da Copel GeT de 2025.

Em julho de 2025, conforme divulgado no Comunicado ao Mercado nº 14/25, a Aneel aprovou o estabelecimento da RAP para o ciclo 2025-2026, com vigência a partir de 1º.07.2025. De acordo com a Nota Técnica 141/2025, as RAPs da Copel GeT e suas participações passam a ser de R\$ 1.811.183, aumento de 13,6%, já considerando 100% da participação na MSG e os efeitos da redução do componente financeiro da RBSE.

Premissas - ativo de contrato

	31.12.2025			31.12.2024		
	Ativo concessões	Ativo RBSE		Ativo concessões	Ativo RBSE	
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)	9,12% a.a.	8,11% a.a.	11,10% a.a.	9,62% 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	1.033.357	176.267	122.087	611.620	209.055	115.920

(a) Taxa média dos contratos

(b) O contrato 075/2001 - LT 230 kv Bateias - Jaguariava, da Copel GET, e o 002/2005 - LT 525 kv Ivaiporã - Londrina, da Uirapurú, são corrigidos pelo IGP.M.

11. Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Repasso CDE (a)	—	—	394.814	325.657
Alienação de participação societária (b)	340.384	596.203	340.384	596.203
Ativo de Indenização (NE nº 1.2)	—	—	346.634	—
Alienções de bens e direitos (c)	—	—	332.744	315.436
Serviços em curso (d)	3.920	3.056	230.940	239.474
Adiantamentos contratuais a fornecedores	—	—	35.688	44.624
Alienções e desativações em curso	22	—	33.829	35.676
Bandeira tarifária	—	—	17.561	10.076
Adiantamento a empregados	189	256	11.816	12.536
Outros créditos	519	534	99.972	51.838
TOTAL DO ATIVO	345.034	600.049	1.844.382	1.631.520
	Circulante	345.002	301.929	1.050.086
	Não circulante	32	298.120	794.296
			1.050.086	949.674
			794.296	681.846

(a) 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. Em 31.12.2025 o saldo a receber referente à cota mensal é de R\$ 88.978, o saldo a compensar no ciclo 2025-2026 é de R\$ 143.611 e o saldo em constituição é de R\$ 162.224 (em 31.12.2024, respectivamente, R\$ 141.619, R\$ 81.610 e R\$ 102.428).

(b) Saldo decorrente principalmente do desinvestimento da Compagas concluído em 2024, com recebimento de R\$ 326.885 em set/25 e previsão de quitação em set/26.

(c) Contempla o saldo a receber decorrente da alienação de ativos inservíveis às concessões da Copel GeT e FDA realizada em 2024.

(d) Referem-se, em sua maioria, aos gastos de projetos de P&D e PEE que durante a execução são registrados no ativo em contrapartida ao caixa. Após concluídos e homologados pela Aneel, os saldos deste ativo são compensados com o respectivo passivo, que foi registrado inicialmente em contrapartida ao resultado, como dedução da receita operacional.

12. Tributos

12.1. Imposto de renda e contribuição social diferidos

CONTROLADORA	Antecipação do banco de geração distribuída			Reconhecido no resultado abrangente	Reconhecido no resultado		
	Saldo em 1º.01.2024	Operação Continu					

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.

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

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo.

Em		2.665.864
Em 1º.01.2024		
Atualização monetária		144.444
Compensação com tributos a recolher		(1.087.281)
Em 31.12.2024		1.723.027
Atualização monetária		99.441
Compensação com tributos a recolher		(964.794)
Em 31.12.2025		857.674
	Circulante	218.671
	Não circulante	639.003

O quadro a seguir apresenta a movimentação da provisão para destinação de crédito de Pis e Cofins, decorrente dos valores em discussão para devolução ao consumidor. Os valores vêm sendo restituídos aos consumidores via processo tarifário à medida que os créditos tributários no ativo são compensados.

	Passivo a restituir para consumidores	Provisão para destinação de crédito de Pis e Cofins	Total
Em 1º.01.2024	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
Atualização monetária	—	64.510	64.510
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (a)	—	(864.545)	(864.545)
Em 31.12.2025	—	780.553	780.553
	Circulante	—	119.280
	Não circulante	—	661.273

(a) Valor definido no reajuste tarifário da Copel DIS de 24.06.2025 com efeito redutor na tarifa durante a vigência do ciclo tarifário 2025-2026.

A Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI, movida pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – Abradee, questionando a Lei nº 14.385/2022, foi julgada parcialmente procedente em 14.08.2025, resultando na confirmação da constitucionalidade desta lei. No entanto, conforme Acórdão publicado em 10.12.2025, determinou-se ainda: (i) que se observe o prazo de 10 anos, contados da data da efetiva restituição do indébito às distribuidoras ou da homologação definitiva da compensação por elas realizada; (ii) que permita-se a dedução dos tributos incidentes sobre a restituição, bem como dos honorários específicos dispendidos pelas concessionárias, para o fim de obter a repetição de indébito; e (iii) que o recebimento de boa-fé a maior pelo usuário

consumidor não será objeto de repetição. Em que pese a publicação do Acórdão, ainda restaram algumas questões a serem dirimidas pelo STF, em especial algumas contradições com o que foi discutido durante o julgamento pelos Ministros e o que constou do Acórdão acerca da aplicação do prazo prescricional. Diante disso a ABRADÉE apresentou recurso de embargos de declaração, razão pela qual ainda restam questões que possivelmente ainda serão abordadas pelo STF no âmbito da ADI 7324. Dessa forma, a Companhia entende que não há elementos suficientes para alteração nos valores já registrados e apresentados nestas demonstrações financeiras. Cumpre destacar que a Companhia continua acompanhando ativamente a medida judicial e eventuais desdobramentos.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Lucro antes do IRPJ e CSLL	2.700.305	2.322.564	3.246.659	2.907.234
(-) Resultado de participações societárias (a)	(1.520.578)	(1.513.626)	(239.997)	(281.202)
	1.179.727	808.938	3.006.662	2.626.032
IRPJ e CSLL (34%)	(401.107)	(275.039)	(1.022.265)	(892.851)
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre capital próprio	374.000	300.220	374.000	300.220
Dividendos	126	388	126	388
Despesas indedutíveis	(3.941)	(2.239)	(9.428)	(24.957)
Incentivos fiscais	310	23	3.355	4.251
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	—	—	(24.443)	(17.878)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	—	—	58.627	(29.949)
Não incidência de IRPJ/CSLL sobre atualização (Selic) de indébitos tributários	—	—	34.055	48.918
Outros	23	24	8.355	12.423
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(30.589)	23.377	(577.618)	(599.435)
Alíquota efetiva – %	2,2%	-2,9%	19,2%	22,8%

(a) Na controladora contempla o saldo de equivalência patrimonial ajustada pelos valores reconhecidos como receita de juros sobre o capital próprio (JCP) 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 os tratamentos sejam aceitos pela autoridade fiscal. Os valores de ações judiciais em andamento referentes a questões de imposto de renda e contribuição social estão divulgados na NE nº 26.

12.5. Reforma tributária do consumo

Em dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132 que instituiu a Reforma Tributária no âmbito da tributação sobre o consumo no Brasil, promovendo alterações estruturais relevantes no sistema tributário nacional. Em complemento, foram sancionadas as Leis Complementares nº 214 e nº 227, que estabeleceram os principais dispositivos regulamentares necessários à implementação gradual do novo modelo tributário, o qual ainda depende de regulamentações adicionais e de definições operacionais por parte das autoridades competentes.

plano de ação estruturado para a adequação às novas exigências legais e operacionais. Ao longo do exercício de 2025, a Companhia iniciou e implementou as ações previstas, incluindo, entre outras, revisões de processos, atualizações e adequações de sistemas, mapeamento de impactos tributários e o fortalecimento dos controles internos relacionados à apuração dos tributos e ao cumprimento das obrigações acessórias.

Para o exercício de 2026, a Companhia dará continuidade à execução do referido plano de ação, com foco na conclusão das medidas necessárias para a adaptação às alterações que entrarão em vigor a partir de 2027, notadamente a extinção das contribuições ao Pis e à Cofins e o início da incidência da Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS). No entanto, tendo em vista que o processo de implementação da Reforma Tributária ainda se encontra em evolução, com possíveis alterações legislativas, regulamentações complementares e interpretações por parte das autoridades fiscais.

A Companhia mantém acompanhamento contínuo das atualizações legislativas, das regulamentações infralegis e das discussões no âmbito setorial, revisando periodicamente suas estimativas, premissas e julgamentos à luz das novas informações disponíveis. Eventuais efeitos decorrentes de mudanças futuras na legislação ou em sua interpretação serão refletidos prospectivamente nas demonstrações financeiras do período em que tais alterações forem efetivamente conhecidas ou implementadas.

Considerando a relevância, a complexidade e o caráter gradual da implementação da Reforma Tributária, a Companhia constituiu um grupo multidisciplinar, envolvendo as áreas fiscal, contábil, jurídica, tecnologia da informação, regulatória e de negócios, com o objetivo de avaliar os impactos potenciais sobre suas operações, posição patrimonial, resultados, fluxos de caixa, sistemas, processos e controles internos. Com base em estudos iniciais realizados, a Administração definiu um

13. Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Fiscais	114.511	133.656	216.138	229.141
Trabalhistas	1.260	1.827	86.187	88.398
Cíveis	15	—	47.732	47.919
Serviços de passagem	—	—	16.413	21.564
Consumidores	—	—	2.720	5.865
Outros	1.956	1.194	4.759	1.477
	117.742	136.677	373.949	394.364

14. Investimentos

14.1. Mutação dos investimentos

CONTROLADORA	Saldo em 19.01.2025	Equivalência patrimonial (b)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Dividendos e JCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2025
	Controladas							
Copel GeT	14.239.420	1.802.415	(77.237)	550.177	—	(1.411.866)	1.755	15.104.664
Copel DIS	7.665.584	1.072.507	(111.662)	612	—	(673.660)	2.308	7.955.689
Copel SER	63.270	(5.968)	175	—	—	—	—	57.477
Copel COM	288.626	67.642	204	529	—	(45.479)	1.198	312.720
Elejor – direito de concessão	8.480	—	—	—	—	—	(754)	7.726
	22.265.380	2.936.596	(188.520)	551.318	—	(2.131.005)	4.507	23.438.276
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voitália São Miguel do Gostoso I	116.225	(7.520)	—	—	—	—	—	108.705
Voitália São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.203	—	—	—	—	—	(367)	7.836
Solar Paraná (NE nº 37.4)	7.335	480	—	—	(294)	(270)	(7.251)	—
	131.763	(7.040)	—	—	(294)	(270)	(7.618)	116.541
Coligadas								
Dona Francisca Energética	34.725	5.694	—	—	—	(5.811)	—	34.608
	34.725	5.694	—	—	—	(5.811)	—	34.608
	22.431.868	2.935.250	(188.520)	551.318	(294)	(2.137.086)	(3.111)	23.589.425

(a) Contempla o valor da amortização do direito de concessão/autorização e efeitos do ILP nas Subsidiárias e reclassificação de investimento para mantido para venda (NE nº 37.4).
 (b) Contempla o valor da equivalência patrimonial de R\$ 18.898 registrado como resultado de operação descontinuada.

CONTROLADORA	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial (a)	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JCP	Reclassificação (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 (NE nº 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							
Voitália São Miguel do Gostoso I (NE nº 14.3)	117.484	(1.259)	—	—	—	—	116.225
Voitália 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 (NE nº 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.

CONSOLIDADO	Saldo em 1º.01.2025	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Dividendos e JCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2025
Empreendimentos controlados em conjunto						
Voitália São Miguel do Gostoso I	116.225	(7.520)	—	—	—	108.705
Voitália São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.203	—	—	—	(367)	7.836
Caiúá	138.698	13.472	—	(23.723)	—	128.447
Integração Maranhense	214.474	18.591	—	(13.449)	—	219.616
Matrinchá	1.029.198	91.655	—	(83.479)	—	1.037.374
Guaraciaba	517.914	31.955	—	(5.474)	—	544.395
Paranaíba	313.606	30.265	—	(16.227)	—	327.644
Mata de Santa Genebra	695.051	23.057	—	(34.580)	(683.528)	—
Cantareira	486.919	13.642	—	(74.860)	—	425.701
Solar Paraná (NE nº 37.4)	7.335	480	(294)	(270)	(7.251)	—
	3.527.623	215.597	(294)	(252.062)	(691.146)	2.799.718
Coligadas						
Dona Francisca Energética	34.725	5.694	—	(5.811)	—	34.608
Foz do Chopim Energética	15.146	18.706	—	(19.618)	—	14.234
	49.871	24.400	—	(25.429)	—	48.842
Propriedades para investimento	443	—	—	—	(1)	442
	3.577.937	239.997	(294)	(277.491)	(691.147)	2.849.002

(a) Amortização do direito de autorização, bem como efeitos da combinação de negócios que resultou na reclassificação da Mata de Santa Genebra de Controlada em Conjunto para Controlada. (NE nº 1.2) e reclassificação de investimento para mantido para venda (NE nº 37.4).

CONSOLIDADO	Saldo em 1º.01.2024	Equivalência patrimonial	Redução de capital	Dividendos e JCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2024
Empreendimentos controlados em conjunto (NE nº 14.3)						
Voitália São Miguel do Gostoso I	117.484	(1.259)	—	—	—	116.225
Voitália São Miguel do Gostoso – direito de autorização	8.570	—	—	—	(367)	8.203
Caiúá	133.074	12.641	—	(7.017)	—	138.698
Integração Maranhense	212.060	18.623	—	(16.209)	—	214.474
Matrinchá	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 (NE nº 14.4)	30.812	5.354	—	(1.441)	—	34.725
Foz do Chopim Energética (NE nº 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

14.4. Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
ATIVO	166.414	171.926	41.838	44.234
Ativo circulante	16.229	18.939	8.723	8.726
Ativo não circulante	150.185	152.987	33.115	35.508
PASSIVO	166.414	171.926	41.838	44.234
Passivo circulante	15.060	17.967	2.043	1.888
Passivo não circulante	1.062	3.158	—	—
Patrimônio líquido	150.292	150.801	39.795	42.346
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	66.174	66.349	69.988	53.431
Depreciação e amortização	(8.382)	(8.812)	(2.752)	(2.692)
Outros custos e despesas operacionais	(30.767)	(30.460)	(12.959)	(8.967)
Resultado financeiro	445	(1.281)	354	394
Imposto de renda e contribuição social	(2.744)	(2.549)	(2.336)	(1.820)
Lucro líquido do exercício	24.726	23.247	52.295	40.346
Outros resultados abrangentes	—	—	—	—
Resultado abrangente do exercício	24.726	23.247	52.295	40.346
Participação na coligada - %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	34.608	34.725	14.234	15.146

Em 31.12.2025, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 7.729 (R\$ 7.465 em 31.12.2024).

15. Imobilizado

15.1. Imobilizado por classe de ativos

CONSOLIDADO	Custo	Depreciação	Saldo em 31.12.2025		Saldo em 31.12.2024	
			Custo	Depreciação	Custo	Depreciação
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	7.124.262	(5.122.566)	2.001.696	6.869.100	(4.885.663)	1.983.437
Máquinas e equipamentos	8.855.177	(3.620.272)	5.234.905	8.745.054	(3.206.049)	5.539.005
Edificações	1.359.954	(963.376)	396.578	1.398.552	(933.130)	465.422
Terrenos	401.001	(85.782)	315.219	388.270	(58.358)	329.912
Veículos	14.127	(10.609)	3.518	12.811	(10.673)	2.138
Móveis e utensílios	13.312	(7.713)	5.599	12.449	(6.880)	5.569
(-) Obrigações especiais	(34.604)	2.211	(32.393)	(19.223)	681	(18.542)
	17.733.229	(9.808.107)	7.925.122	17.407.013	(9.100.072)	8.306.941
Em curso						
Custo	220.430	—	220.430	209.756	—	209.756
	220.430	—	220.430	209.756	—	209.756
	17.953.659	(9.808.107)	8.145.552	17.616.769	(9.100.072)	8.516.697

15.2. Mutação do imobilizado

CONSOLIDADO	Saldo em 1.1.2025	Adições	Depreciação	Baixas	Transfe-rências	Efeito de combinação de negócios (a)	Reclassificação para Ativos mantidos para venda (NE nº 37)	Saldo em 31.12.2025
Reservatórios, barragens, adutoras	1.983.437	—	(103.964)	—	3.371	343.731	(224.879)	2.001.696
Máquinas e equipamentos	5.539.005	—	(360.861)	(36.881)	117.199	173.682	(197.239)	5.234.905
Edificações	465.422	—	(20.772)	(1.077)	18.787	86.294	(152.076)	396.578
Terrenos	329.912	—	(12.410)	(83)	13.423	56.680	(72.303)	315.219
Veículos e aeronaves	2.138	—	(520)	—	2.031	—	(131)	3.518
Móveis e utensílios	5.569	—	(568)	(10)	465	178	(35)	5.599
(-) Obrigações especiais	(18.542)	—	1.530	—	(15.381)	—	—	(32.393)
	8.306.941	—	(497.565)	(38.051)	139.895	660.565	(646.663)	7.925.122
Em curso								
Custo	209.756	190.821	—	(4.732)	(131.199)	—	(44.216)	220.430
	209.756	190.821	—	(4.732)	(131.199)	—	(44.216)	220.430
	8.516.697	190.821	(497.565)	(42.783)	8.696	660.565	(690.879)	8.145.552

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

CONSOLIDADO	Saldo em 1.1.2024	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	Reclassificação para Ativos mantidos para venda (NE nº 37)	Saldo em 31.12.2024
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 (NE nº 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 (NE nº 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) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados durante a fase de construção totalizaram R\$ 3.745 em 2025, à taxa média de 0,063% a.a. na Copel GET (R\$ 2.820, à taxa média de 0,049% a.a. na Copel GeT e R\$ 1.373, à taxa média de 1,97% a.a na Copel SER, em 2024).

15.3. Operações em conjunto – consórcios

Conforme divulgado nas NEs nº 1.2 e 37.2, a Companhia concluiu o processo de troca de ativos com a Eletrobras envolvendo a compra dos 49% da UHE Mauá e, consequentemente, houve a dissolução do Consórcio Energético Cruzeiro do Sul. Conforme divulgado na NE nº 37.3, os saldos da UHE Baixo Iguaçu que compõe o Consórcio Baixo Iguaçu foram vendidos.

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 indicadores 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, conside-

rando 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;
- Recelitas 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 1.1.2024	Impairment / Reversão	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2024	Saldo em 31.12.2025
Em serviço (a)					
UHE Colider	(498.906)	—	498.906	—	—
Usinas no Paraná	(175.171)	(27.755)	202.926	—	—
	(674.077)	(27.755)	701.832	—	—
Em curso					
Consórcio Tapajós (b)	(14.879)	—	—	(14.879)	(14.879)
	(14.879)	—	—	(14.879)	(14.879)
	(688.956)	(27.755)	701.832	(14.879)	(14.879)

(a) UHE Colider negociada (NE nº 1.2) e Usinas do Paraná vendidas (NE nº 37.1).
(b) Projeto em desenvolvimento.

As movimentações apresentadas nas NEs em 2024 se referem às usinas que estavam em processo de desinvestimento e que tiveram a venda concluída em 2025 conforme detalhada na NE nº 37. Em 2025 não houve registro de impairment pra nenhuma das usinas da Copel.

O quadro above apresenta as usinas com valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela 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.

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)	7,25%	21,18%	19,03%	14,72%	—
Complexo Brisa I (b)	7,25%	15,12%	12,28%	6,60%	—
Complexo Brisa II (c)	7,25%	34,73%	30,31%	21,66%	—
Complexo Bento Miguel (d)	7,25%	51,25%	47,15%	39,12%	—
Complexo Cutia (e)	7,25%	18,34%	15,34%	9,40%	—
Complexo Jandaíra (f)	5,84%	8,18%	4,72%	-1,99%	8.930
Complexo Vilas (g)	4,93%	49,97%	44,65%	34,19%	—
Complexo Aventura (h)	5,26%	29,58%	25,64%	17,92%	—
Complexo Santa Rosa e Mundo Novo (i)	5,26%	41,92%	37,90%	30,01%	—
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	6,28%	64,28%	58,77%	53,55%	—
Segredo	6,28%	32,24%	28,07%	24,11%	—
Caxias	6,28%	33,70%	29,67%	25,83%	—
Mauá	6,28%	32,86%	29,88%	27,01%	—
Bela Vista	7,48%	101,70%	94,98%	88,61%	—
Elejor	9,00%	19,45%	16,24%	13,17%	—

(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 Euris 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 Paraisópolis 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 DEPRECIÇÃO (%)	31.12.2025	31.12.2024
Taxas médias do segmento de geração		
Equipamento geral	6,04%	6,06%
Máquinas e equipamentos	3,35%	3,29%
Geradores	3,45%	3,40%
Reservatórios, barragens e adutoras	2,26%	2,26%
Turbina hidráulica	2,71%	2,77%
Unidade de geração eólica	4,86%	4,85%
Unidade Fotovoltaica	-	4,44%
Edificações	2,74%	2,79%
Taxas médias para ativos da Administração central		
Edificações	3,34%	3,34%
Máquinas e equipamentos de escritório	12,53%	12,07%
Móveis e utensílios	6,20%	6,26%
Veículos	14,29%	14,29%

Para todas as usinas com regime de exploração de Produtor Independente de Energia - 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. Para as usinas de geração hídrica em que o contrato de concessão garante direito a indenização os ativos são depreciados de forma linear pela vida útil de cada ativo.

16. Intangível

CONSOLIDADO	Contrato de concessão de energia elétrica		Direito de concessão e autorização / ágio técnico	Outros intangíveis	Total
	Distribuição	Distribuição			
Em 1.1.2024	8.317.327	1.303.158	1.498.544	51.060	11.170.089
Bônus de Outorga	—	4.073.915	—	—	4.073.915
Outorga Aneel - uso do bem público	—	205.201	—	—	205.201
Aquisições	—	—	—	24.371	24.371
Quotas de amortização – concessão (b)	(556.862)	(230.680)	(44.383)	(8.720)	(840.645)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10)	2.103.522	—	—	—	2.103.522
Outras transferências	15	—	—	(3.287)	(3.272)
Baixas	(75.644)	—	—	(539)	(76.183)
(-) Reclassificação para Ativos Mantidos para venda (NE nº 37).	—	(30.674)	—	(2.714)	(33.388)
Em 31.12.2024	9.788.358	5.320.920	1.454.161	60.171	16.623.610
Efeito de combinação de negócios (a)	—	720.004	—	11.587	731.591
Outorga Aneel - uso do bem público	—	(1.728)	—	—	(1.728)
Aquisições	—	—	—	43.788	43.788
Quotas de amortização – concessão (b)	(673.861)	(201.685)	(44.384)	(10.326)	(930.256)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10)	2.901.548	—	—	—	2.901.548
Baixas	(147.917)	—	—		

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		
Cutia (a)	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,2 ≤ 3,5
	BNDES Finem nº 14212711		
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212721	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

(a) A Cutia recebeu autorização do BNDES 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 Copel.

20. Debêntures

CONSOLIDADO EMPRESA	Emissão	Garantia	31.12.2025	31.12.2024
Copel GeT	5ª	Fidejussória Copel	—	82.619
	6ª		—	276.193
	7ª		1.041.335	1.598.771
	8ª		1.417.381	1.386.822
	9ª		1.652.545	1.637.685
	10ª		2.113.824	—
			6.225.085	4.982.090
Copel DIS	5ª	Fidejussória Copel	472.350	678.738
	6ª		641.867	1.620.153
	7ª		1.264.553	1.397.531
	8ª		402.824	1.206.459
	9ª		2.377.775	2.306.826
	10ª		3.178.399	—
			8.337.768	7.209.707
Complexo Brisa	2ª	Real (penhor de ações de propriedade da Copel GeT e cessão de créditos) e fidejussória Copel	65.631	183.225
Copel Serviços	1ª	Fidejussória Copel	71.610	71.247
Cutia	1ª	Real (penhor de ações de propriedade da Copel GeT e cessão de créditos) e fidejussória Copel	316.081	327.685
	2ª	Real (penhor de ações de propriedade da Copel GeT e cessão de créditos).	185.535	—
Mata de Santa Genebra	2ª	Real (penhor de ações de propriedade da Copel GeT e cessão de créditos).	1.647.525	—
	3ª		—	—
			Dívida bruta 16.849.235	12.773.954
			(-) Custo de transação (218.289)	(146.589)
			(-) Ajuste a Valor Justo (a) 15.978	—
			Total 16.646.924	12.627.365
			Circulante 1.850.538	2.025.110
			Não Circulante 14.796.386	10.602.255

a) Ajuste a valor justo da 3ª série da 10ª emissão de debêntures da Copel GeT e Copel DIS.

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

Em 11.03.2025, a Copel GeT efetuou a 10ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em três séries, nos montantes de R\$ 500.000, R\$ 500.000 e R\$ 1.000.000, para refinanciamento de compromissos financeiros vincendos em 2025 e para investimentos, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação acumulada do DI + 0,59% a.a. para a primeira série, DI + 0,79% a.a. para a segunda série e IPCA + 7,4820% a.a. para a terceira série, com prazos de vencimentos de 4, 7 e 12 anos, respectivamente. Em 15.09.2025, a Copel GeT efetuou três contratos de swap de juros para a 3ª série desta 10ª emissão de debêntures, de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

Em 15.07.2025, a Copel DIS efetuou a 10ª emissão de debêntures incentivadas, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em três séries, nos montantes de R\$ 1.300.000, R\$ 500.000 e R\$ 1.200.000, para pagamentos futuros relacionados aos investimentos ou reembolso de investimentos em melhoria, renovação, reforço ou ampliação de ativos de distribuição de energia elétrica em um ou mais dos projetos, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação acumulada do DI + 0,43% a.a. para a primeira série, DI + 0,58% a.a. para a segunda série e IPCA + 6,9543% a.a. para a terceira série, com prazos de vencimentos de 3 e 7 anos, respectivamente. Em 15.07.2025, a Copel DIS efetuou três contratos de swap de taxa de juros para a 3ª série desta 10ª emissão de debêntures, de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

O quadro a seguir apresenta o saldo de debêntures que foram objeto de hedge (3ª série da 10ª emissão tanto da Copel GeT quanto da Copel DIS).

	31/12/2025		
	Copel GeT	Copel DIS	Consolidado
Debêntures	1.046.170	1.235.093	2.281.263
(-) Ajuste de valor justo	9.559	6.419	15.978
Debêntures a valor justo	1.055.729	1.241.512	2.297.241
Efeitos do hedge (swap) de valor justo			
Posição Passiva (a)	2.716	20.818	23.534
Debêntures líquidas dos efeitos do hedge	1.058.445	1.262.330	2.320.775

(a) Saldo registrado na rubrica de Outras contas a pagar (NE nº 25).

20.1. Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2025	Consolidado				
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Saldo da dívida	Efeitos de hedge (swap)	Saldo da dívida + hedge
2027	1.109.276	(31.714)	1.077.562	4.377	1.081.939
2028	1.522.239	(29.126)	1.493.113	3.574	1.496.687
2029	2.303.668	(27.581)	2.276.087	2.993	2.279.080
2030	2.329.039	(24.675)	2.304.364	2.662	2.307.026
2031	2.138.730	(18.655)	2.120.075	5.197	2.125.272
Após 2031	5.575.810	(50.625)	5.525.185	1.075	5.526.260
	14.978.762	(182.376)	14.796.386	19.878	14.816.264

20.2. Mutação das debêntures

	Consolidado		
Em 1º.01.2024			9.619.106
Ingressos			3.920.000
(-) Custos de transação			(60.623)
Encargos e variação monetária			1.339.067
Pagamento – principal			(1.135.225)
Pagamento – encargos			(1.114.064)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37).			59.104
Em 31.12.2024			12.627.365
Efeito de combinação de negócios (a)			1.794.272
Ingressos			5.000.000
(-) Custos de transação			(66.366)
Encargos e variação monetária			2.142.626
Pagamento – principal			(3.317.499)
Pagamento – encargos			(1.549.452)
Ajuste a valor justo			15.978
Em 31.12.2025			16.646.924

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

20.3. Cláusulas contratuais restritivas – covenants

As debêntures emitidas contêm cláusulas que requerem a manutenção de índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, com exigibilidade de cumprimento anual, bem como outras condições a serem observadas, tais como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social, 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 31.12.2025, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto na controlada, Ventos de Santo Uriel, dispensada do cumprimento do ICSD no exercício de 2025, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 53/2025. Em 31.12.2025, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

EMPRESA	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	7ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
	8ª Emissão de Debêntures		
	9ª Emissão de Debêntures		
	10ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	5ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,5
	6ª Emissão de Debêntures		
	7ª Emissão de Debêntures		
	8ª Emissão de Debêntures		
	10ª Emissão de Debêntures		
Copel Serviços	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Cutia	1ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca I			
Nova Asa Branca II			
Nova Asa Branca III	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Nova Eurus IV			
Ventos de Santo Uriel			
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
	3ª Emissão de Debêntures		

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

Para o indicador Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado, no último trimestre de 2025 a Companhia negociou anuências temporárias para o índice de alavancagem de todas as suas emissões de debêntures vigentes, de 3,5 para 4,5, se necessário.

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. 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 con-

tributiva 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, Prosaúde III e Prosaúde IV. A cobertura inclui exames médicos periódicos em todos os planos.

21.2. Balanço patrimonial e resultado

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Planos previdenciários	193	8	6.192	340
Planos assistenciais	40.834	41.971	1.471.965	1.158.369
	41.027	41.979	1.478.157	1.158.709
	Não circulante 4.944	4.348	118.854	95.383
	Não circulante 36.083	37.631	1.359.303	1.063.326

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Empregados				
Planos previdenciários	2.630	2.867	38.336	48.087
Plano assistencial – pós-emprego	4.687	4.450	134.384	134.044
Plano assistencial – funcionários ativos	1.487	1.688	59.853	75.412
	8.804	9.005	232.573	257.543
Administradores				
Planos previdenciários	1.247	1.045	1.841	1.595
Plano assistencial	66	99	133	214
	1.313	1.144	1.974	1.809
	10.117	10.149	234.547	259.352

21.3. Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	51.379	1.484.243
Apropriação do cálculo atuarial	4.450	134.044
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	6.316	123.667
Ganhos atuariais	(9.482)	(363.465)
Amortizações	(10.684)	(219.780)
Em 31.12.2024	41.979	1.158.709
Apropriação do cálculo atuarial	4.687	134.384
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.978	100.451
Perdas (ganhos) atuariais	(1.171)	284.729
Amortizações	(10.446)	(200.116)
Em 31.12.2025	41.027	1.478.157

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	2025		2024	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	—	3,10 %	—	3,50 %
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	7,57%	10,90%	7,66%	11,42%
Planos Unificado - Saldado	7,37%	10,70%	7,40%	11,15%
Planos III	7,31%	10,64%	7,36%	11,12%
Planos Assistencial	7,20%	10,52%	7,44%	11,20%
Crescimento salarial/custos médicos				
Plano Unificado a.a.	1,00%	4,13%	1,00%	4,54%
Plano III a.a.	1,00%	4,13%	1,00%	4,54%
Plano Assistencial - Aging Factor	3,10%	—	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	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Número de participantes ativos	1	4	3.975	4.501
Número de participantes inativos	3.892	4.013	6.555	6.357
Número de dependentes (a)	—	—	—	10.749
Total	3.893	4.017	10.530	10.858
			24.748	24.514

(a) O total considera apenas os dependentes dos participantes inativos, tendo em vista que os dependentes dos participantes ativos são considerados no cálculo atuarial com base na premissa de composição familiar.

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

CONSOLIDADO	Plano Unificado		Plano III	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Em 31.12.2025				
Participantes aposentados			12,13	21,35
Participantes pensionistas			13,35	23,00
Em 31.12.2024				
Participantes aposentados			12,13	22,17
Participantes pensionistas			13,99	24,67

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica é, respectivamente, de 68,6 e 68,17 anos.

21

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 2026 (a)	2025
Renda fixa	83,4%	83,4%
Renda variável	2,9%	3,3%
Empréstimos	1,3%	1,3%
Investimentos imobiliários	3,6%	3,2%
Investimentos estruturados	7,3%	7,3%
Investimentos no exterior	1,5%	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			Plano III	
	meta para 2026	mínimo	meta para 2026	mínimo	
Renda fixa	85,6%	67,0%	79,0%	62,0%	
Renda variável	1,3%	0,5%	4,0%	2,0%	
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,0%	0,0%	
Investimentos imobiliários	5,6%	2,0%	3,0%	1,0%	
Investimentos estruturados	7,0%	3,0%	10,0%	5,0%	
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\$ 50.115 em 2025 (R\$ 64.825 em 2024).

22. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

CONSOLIDADO	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2025	Saldo em 31.12.2024
Pesquisa e desenvolvimento – P&D					
FNDC	—	8.571	—	8.571	7.217
MME	—	4.285	—	4.285	3.608
P&D	57.935	1.695	45.061	104.691	109.233
	57.935	14.551	45.061	117.547	120.058
Pesquisa e desenvolvimento – P&D					
Procel	—	19.560	—	19.560	4.322
PEE	149.125	5.124	119.744	273.993	296.063
	149.125	24.684	119.744	293.553	300.385
	207.060	39.235	164.805	411.100	420.443
			Circulante	99.244	179.149
			Não circulante	311.856	241.294

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDC
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	FNDC	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2024	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 para o ativo	—	—	—	(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
Efeito de combinação de negócios (a)	216	108	4.609	—	—	4.933
Constituições	46.759	23.379	46.356	15.371	61.488	193.353
Contrato de desempenho	—	—	—	—	10.948	10.948
Juros (NE nº 30)	—	—	5.343	(133)	18.860	24.070
Transferências para o ativo	—	—	(10.036)	—	—	(10.036)
Recolhimentos	(45.621)	(22.810)	(12.483)	—	(36.104)	(117.018)
Conclusões	—	—	(38.331)	—	(77.262)	(115.593)
Em 31.12.2025	8.571	4.285	104.691	19.560	273.993	411.100

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

23. Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

CONSOLIDADO	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2025	31.12.2024
UHE Mauá (a)	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	06.2049	5,65% a.a.	IPCA	47.547	23.733
UHE Baixo Iguazu (NE 37.3)	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	—	9.686
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	829.934	861.982
UHE Salto Caxias	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	78.808	69.404
UHE Segredo	Copel GeT	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	78.475	69.341
UHE Foz do Areia	FDA	19.11.2024	19.11.2024	10.2030	8,23% a.a.	IPCA	71.563	71.198
							1.106.327	1.105.344
							Circulante	147.205
							Não circulante	959.122
								113.092
								992.252

(a) Em maio de 2025 a Copel GeT passou a deter 100% da UHE Mauá, conforme detalhado na NE nº 1.2.

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.

23.1. Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

CONSOLIDADO	FNDC
Em 01.01.2024	893.855
Adição (NE nº 16)	205.201
Ajuste a valor presente	54.474
Varição monetária	94.984
Pagamentos	(110.385)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37)	(32.785)
Em 31.12.2024	1.105.344
Efeito de combinação de negócios (a)	24.805
Adição (NE nº 16)	(1.728)
Ajuste a valor presente	(18.567)
Varição monetária	124.618
Pagamentos	(117.607)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37)	(10.538)
Em 31.12.2025	1.106.327

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

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

CONSOLIDADO	Valor nominal	Valor presente
2026	168.491	142.975
2027	172.261	139.400
2028	172.261	133.650
2029	172.114	129.130
Após 2029	1.300.642	561.172
	1.985.769	1.106.327

24. Direito de Uso de Ativos e Passivo de Arrendamentos

24.1. Direito de uso de ativos

CONSOLIDADO	Saldo em 1º.01.2025	Adições	Amortização	Baixas	Transferências	Efeito de combinação de negócios (a)	Reclassificação (b)	Saldo em 31.12.2025
Imóveis	206.609	16.153	(12.331)	—	(38.715)	788	(3.751)	168.753
Veículos	66.803	16.757	(53.560)	(869)	38.498	—	—	67.629
Equipamentos	35.571	4.965	(10.835)	—	217	—	—	29.918
	308.983	37.875	(76.726)	(869)	—	788	(3.751)	266.300

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

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

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).

24.2. Passivo de arrendamentos

24.2.1. Mutação do passivo de arrendamentos

CONSOLIDADO	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	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 para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37)	—	(8.829)
Em 31.12.2024	8.365	328.506
Efeito de combinação de negócios (a)	—	877
Adições	892	37.875
Encargos	885	32.013
Pagamento – principal	(715)	(69.583)
Pagamento – encargos	(885)	(32.013)
Baixas	—	(644)
Reclassificação para Passivos classificados como mantidos para venda (NE nº 37)	—	(4.069)
Em 31.12.2025	8.542	292.962
	Circulante	736
	Não circulante	58.741
		7.806
		234.221

(a) Saldos adquiridos na combinação de negócios descrita na NE nº 1.2.

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

2027	61.057
2028	39.721
2029	21.378
2030	20.948
2031	20.668
Após 2031	248.146
Valores não descontados	411.918
Juros embutidos	(177.697)
Saldo do passivo de arrendamento	234.221

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	497.190	292.962
Pis/Cofins potencial	35.287	22.454

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	292.962	341.436	16,55%
Direito de uso de ativos	266.300	255.061	-4,22%
Despesa Financeira	32.013	36.553	14,18%
Despesa de amortização	76.726	68.182	-11,14%

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. 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 alugueis

CONSOLIDADO	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2025
Compromissos de arrendamentos e alugueis	10.858	45.027	238.192	294.077

Saldo de compromissos de arrendamentos e alugueis. 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	31.12.2025
Compartilhamento de instalações	2.269	9.077	24.580	35.926

25. Outras Contas a Pagar

CONSOLIDADO	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Desvio de geração – empreendimentos eólicos (NE nº 32.2.9)	—	—	612.111	498.666
Taxa de iluminação pública arrecadada	—	—	76.373	75.288
Pagamentos/devoluções à consumidores	—	—	69.895	149.432
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	—	—	51.500	46.690
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	—	—	32.664	32.103
Cauções em garantia	158	281	31.811	35.145
Hedge (swap) de valor justo (NE nº 20)	—	—	23.534	—
Alienação de investimentos - adiantamento (a)	—	—	22.500	45.000
Acordo judicial (b)	—	368.809	—	444.409
Provisão para perdas em participações societárias (c)	88.764	88.158	—	—
Outras obrigações	357	3.113	92.259	119.483
	89.270	460.361	1.012.647	1.446.218
	Circulante	173	369.395	788.232
	Não circulante	89.106	90.966	224.415
				247.021

(a) Adiantamento recebido pela venda dos Ativos de Geração de Pequeno Porte, dos quais 50% foram baixados em março de 2025 no fechamento parcial da operação (NE nº 37).

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	Descrição	Controlada				Consolidado			
		Provisões para litígios		Passivo Contingente		Provisões para litígios		Passivo Contingente	
		31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
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.	114.714	143.832	—	10.013	114.714	143.831	—	10.013
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	—	21.951	34.496	31.515	—	21.951	34.496	31.854
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	18.057	23.005	12.028	19.054	21.156	25.521	12.379	19.385
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia.	—	—	—	—	1.874	488	7.349	28.431
IPTU	Exigência de imposto sobre Propriedade Territorial Urbana – IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	87	1.132	167	907	4.805	6.108	198.874	199.173
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	—	—	—	—	445	307	73.131	66.010
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.	432	651	650	1.671	3.090	19.026	83.069	89.332
		133.290	190.571	47.341	63.160	146.084	217.232	409.298	444.198
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).	4.827	5.099	5.148	6.810	287.244	307.085	275.670	293.076
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.	492	375	461	378	31.222	40.469	12.602	10.316
Regulatórias	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 incluí 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.	—	—	—	—	—	—	1.216.122	1.194.489
ESBR									
Excludente UHE Colider	Discussão relacionada ao processo de excludente de responsabilidade pelo atraso da obra de UHE Colider (NE nº 26.3).	—	—	—	—	—	—	—	351.542
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	—	—	—	—	13.939	8.951	262.756	59.532
		—	—	—	—	13.939	8.951	1.478.878	1.605.563
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	—	—	—	—	66.664	68.123	9.361	16.647
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	—	—	93.067	100.100	169.926	254.174
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 usucapio 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.	—	—	—	—	132.552	97.971	26.671	18.915
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 usucapio de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	—	—	—	—	103.383	112.039	4.925	15.138
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 individuais, questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, e pleiteando restituição de valores envolvidos.	—	—	—	—	801	904	835	1.197
Ambientais	Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstar a realização 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.	—	—	—	—	11.577	3.822	4.368	148.694
		—	11.078	—	—	408.044	382.959	216.086	454.765
Combinação de Negócios	Passivos contingentes de Mauá e MSG registrados em decorrência das combinações de negócios conforme detalhado na NE nº 26.1.1.	—	—	—	—	685.022	—	—	—
						138.609	207.123	52.950	70.348
						1.571.555	956.696	2.390.222	2.807.918

26.3. Outras provisões - contraprestação contingente

Conforme detalhado na NE nº 1.2, os valores dos litígios relacionados à UHE Colider que já existiam antes da operação de troca de ativos realizada entre a Copel e a Eletrobras foram registrados como contraprestação contingente no total de R\$ 383.115, dos quais R\$ 354.403 se referiam à ação do excludente de responsabilidade que se trata da discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra de UHE Colider 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 IGP/M. Esses valores vinham sendo divulgados como passivo contingente até a data da combinação de negócios.

27. Patrimônio Líquido

27.1. Capital social

O capital social de R\$ 12.821.758 (R\$ 12.821.758 em 31.12.2024) 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.

Conforme detalhado na NE nº 1, foi efetuada a conversão das ações preferenciais (PNA e PNB) para ações ordinárias no âmbito do processo de migração para o Novo Mercado. Deste modo, a partir de dezembro de 2025, o capital social da Companhia está representado por ações ordinárias 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.

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):

31.12.2025	Ordinárias		Número de ações em unidades			
	nº ações	%	Preferenciais		Total	
			Classe especial	nº ações	%	nº ações
Estado do Paraná	474.643.911	15,91	1			
BNDESPAR	655.807.810	21,99	—	—	655.807.810	21,99
Outros	1.839.618.603	61,67	—	—	1.839.618.603	61,67
Tesouraria	12.740.266	0,43	—	—	12.740.266	0,43
	2.982.810.590	100,00	1	100,00	2.982.810.591	100,00

27.2. Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2024	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
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	1.171	(284.731)
Tributos sobre os ajustes	(398)	96.809
Benefícios pós-emprego – equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(188.695)	—
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	—	(64.602)
Tributos sobre a realização dos ajustes	—	21.965
Custo atribuído do imobilizado – equivalência patrimonial, líquida de tributos	(42.637)	—
Outros ajustes		
Ajustes de ativos financeiros - controladas	—	2.271
Tributos sobre os outros ajustes	—	(711)
Ajustes de ativos financeiros - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	1.143	—
Atribuível aos acionistas não controladores	—	(417)
Em 31.12.2025	287.992	287.992

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 ocorre 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. Lucro por ação - básico e diluído

CONTROLADORA	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2025	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2024
Numerador						
Lucro líquido alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	2.669.716	18.898	2.688.614	968.042	191.351	1.159.393
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	2.564	506	3.070
Ações preferenciais classe "B"	—	—	—	1.375.335	271.833	1.647.168
	2.669.716	18.898	2.688.614	2.345.941	463.690	2.809.631
Denominador						
Média ponderada das ações (em unidades):						
Ações ordinárias	2.970.070.324	2.970.070.324	2.970.070.324	1.300.316.644	1.300.316.644	1.300.316.644
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	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
	2.970.070.324	2.970.070.324	2.970.070.324	2.982.744.010	2.982.744.010	2.982.744.010
Lucro líquido básico por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,89888	0,00636	0,90524	0,74447	0,14716	0,89163
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	0,81978	0,16187	0,98165
Ações preferenciais classe "B"	—	—	—	0,81899	0,16187	0,98086
Efeito dilutivo programa ILP						
Ações ordinárias	4.790.229	—	4.790.229	1.945.897	—	1.945.897
Lucro líquido diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	0,89743	0,00636	0,90379	0,74335	0,14716	0,89051
Ações preferenciais classe "A"	—	—	—	0,81978	0,16187	0,98165
Ações preferenciais classe "B"	—	—	—	0,81899	0,16187	0,98087

A partir da extinção das ações preferenciais no âmbito do processo de migração para o Novo Mercado, conforme detalhado na NE rf 1, o lucro por ação passou a ser calculado somente para as ações ordinárias, de forma prospectiva.

27.4. Reserva de Capital

O saldo da reserva de capital contempla os valores do 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) atrair talentos que agreguem valor à 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 - CAD, assessorado pelo Comitê de Gente. Os membros do 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 (Restricted Shares)

No âmbito do 1º e 3º programas do plano de outorga 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 se de outra forma definido pelo CAD.

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 às ações, bem como poderá exercer os direitos políticos da ação sem qualquer restrição. Como as ações restritas têm características muito similares às ações da Companhia negociadas no mercado, o valor justo é calculado considerando o próprio valor de mercado das ações, na data de outorga.

Outorga de ações restritas por desempenho (Performance Shares)

No âmbito do 2º e 4º programas do plano de outorga da Copel, poderão ser entregues ações restritas por desempenho em número correspondente a até 0,8% do Capital Social da Companhia. A aquisição dos direitos ocorre após o transcurso de 3 anos contados da data de outorga, observados os termos e condições previstos no plano, programas e contratos específicos, podendo o CAD, em caráter excepcional, estabelecer prazo maior. A totalidade ou parcela das ações recebidas pelos participantes poderá estar sujeita a período de restrição, conforme seja definido pelo CAD.

O programa possui condição de performance vinculada ao TSR (Total Shareholder Return), uma condição de mercado que deve ser incorporada ao cálculo do valor justo dos ativos outorgados. Sendo assim, o cálculo do valor justo utiliza o modelo de Monte Carlo, de forma a incorporar as condições de performance de mercado no valor justo do ativo.

A despesa dos dois programas é reconhecida "pró rata temporis" com início (vesting) na data de assinatura dos contratos, momento em que ambas as partes chegam a um entendimento mútuo acerca dos termos e condições do acordo. O quadro abaixo apresenta o detalhamento das outorgas assinadas até a data destas demonstrações financeiras. A despesa reconhecida no resultado em contrapartida ao Patrimônio Líquido está demonstrada na NE nº 29.2.

AÇÕES OUTORGADAS	Início do vesting	Aquisição dos direitos (vesting data)	Restrição até	Método de cálculo do valor justo	Taxa de juros	Volatilidade	Valor justo R\$	Status
1º Programa 2024 (Restricted Shares)								
397.742	Ago.2024	01.05.2025	01.05.2027	Cotação na data de outorga	n/a	n/a	8,62	Liquidada
516.047	Out.2024	25.10.2025	n/a				8,19	Liquidada
516.050	Out.2024	25.10.2026	n/a				8,19	Em andamento
516.058	Out.2024	25.10.2027	n/a				8,19	Em andamento
39.564	Jun.2025	30.04.2025	n/a				11,75	Liquidada
51.605	Jun.2025	25.10.2025	n/a				11,75	Liquidada
39.564	Jun.2025	30.04.2026	n/a	11,75	Em andamento			
3º Programa 2025 (Restricted Shares)								
886.265	Out.2025	25.04.2027	25.04.2029	Cotação na data de outorga	n/a	n/a	12,10	Em andamento
2º Programa 2024 (Performance Shares)								
1.910.717	Jun.2025	01.05.2025	28.10.2027	Monte Carlo	10,00% (*)	21,73% (**)	15,41	Em andamento
4º Programa 2025 (Performance Shares)								
2.738.579	Out.2025	02.05.2028	02.11.2028	Monte Carlo	10,00% (*)	22,46% (**)	15,91	Em andamento

(*) Taxa de juros de longo prazo - Boletim Focus, Banco Central do Brasil.

(**) Calculada pelo desvio padrão dos retornos diários, considerando o histórico do valor da ação (CPLE3), em período proporcional à expectativa de aquisição dos direitos.

ações no âmbito do programa poderão ser realizadas pelo prazo de até 18 meses, contados da data de sua instituição.

O quadro abaixo apresenta a movimentação do saldo da conta de ações em tesouraria:

	31.12.2025	31.12.2024
Em 1º.01.2024		

28.1. Detalhamento da receita

CONSOLIDADO	31.12.2025	31.12.2024
Fornecimento de energia elétrica	10.964.004	11.383.852
Consumidores - distribuição de energia	7.568.762	7.981.076
Consumidores livres - comercialização de energia	1.847.523	2.246.579
Doações e subvenções	1.547.719	1.156.197
Suprimento de energia elétrica	5.449.795	3.674.579
Contratos bilaterais	3.072.638	1.960.568
Contratos regulados	1.425.368	1.193.511
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	832.232	399.700
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.2)	119.557	120.800
Disponibilidade da rede elétrica	13.628.888	12.737.940
Consumidores	12.625.475	11.831.389
Concessionárias e geradoras	129.267	128.756
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos (a)	874.146	777.795
Receita de construção	3.303.150	2.550.809
Concessão de distribuição de energia	3.027.526	2.427.296
Concessão de transmissão de energia (b)	275.624	123.513
Valor justo do ativo indenizável da concessão	161.244	82.424
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.587.485	923.724
Outras receitas operacionais	681.485	620.778
Arrendamentos e alugueis	581.944	546.507
Valor justo na compra e venda de energia	18.563	—
Renda da prestação de serviços	31.697	38.238
Outras receitas	49.281	36.033
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	36.776.051	31.974.106
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.928.584)	(2.577.655)
(-) ICMS	(3.592.922)	(3.491.400)
(-) ISSQN	(3.502)	(3.644)
(-) Encargos setoriais (NE nº 28.2)	(4.134.187)	(3.250.371)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	26.116.856	22.651.036

(a) Os saldos contemplam os impactos dos ajustes RBSE e dos ajustes de revisão tarifária descritos na NE nº 10.
(b) No saldo estão contidos os valores de receita e margem de construção além de ganhos ou perdas por eficiência.

O impacto 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\$ 667 até 31.12.2025 (R\$ 80.296 até 31.12.2024).

28.2. Encargos setoriais

CONSOLIDADO	31.12.2025	31.12.2024
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (NE nº 28.2.1)	3.380.242	2.683.329
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (NE nº 28.2.2)	456.982	247.021
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	193.753	174.616
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	75.534	78.500
Quota para reserva global de reversão - RGR	9.693	50.475
Taxa de fiscalização	17.983	16.430
	4.134.187	3.250.371

28.2.1. Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem por finalidade a promoção do desenvolvimento energético no território nacional, conforme diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia - MME, incluindo o subsídio à tarifa social, às fontes incentivadas, à irrigação agrícola, entre outros. O encargo é atribuído ao consumidor final nos processos tarifários e recolhido periodicamente pelas distribuidoras. As quotas anuais de cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio de Resoluções Homologatórias, sendo a gestão dos recursos realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Em relação aos encargos extraordinários, em 09.10.2024 a Aneel publicou o Despacho nº 3.056 em que considera concluída a quitação dos empréstimos da Conta Covid e da Conta Escassez Hídrica, com a consequente interrupção do recolhimento das respectivas cotas mensais a partir de 10.10.2024.

Em 2025, permaneceram vigentes a CDE Uso e a CDE Geração Distribuída (CDE GD), sendo esta última destinada a redistribuir os custos do sistema que deixam de ser arrecadados em decorrência da compensação de energia realizada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, nos termos da Lei nº 14.300/2022.

28.2.2. Bandeiras Tarifárias

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. Em 2025 foi aplicada bandeira verde de janeiro a abril e a partir de maio os adicionais sobre a tarifa retornaram variando de bandeira amarela à vermelha - patamar 2, esta última em agosto e setembro. Em 2024 a bandeira verde prevaleceu de janeiro a junho e a partir de julho variaram de bandeira amarela à vermelha - patamar 2.

29. Custos e Despesas Operacionais

CONTROLADORA	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2025	31.12.2024
Custos e despesas gerenciais				
Pessoal e administradores (NE nº 29.2)	98.069	—	98.069	73.838
Planos previdenciário e assistencial	10.117	—	10.117	10.149
Material	3.414	—	3.414	1.946
Serviços de terceiros	32.274	—	32.274	47.658
Perdas de créditos, provisões e reversões (NE nº 29.4)	—	5.104	5.104	83.596
Outras receitas (despesas) operacionais	30.988	(6.008)	24.980	32.919
	174.862	(904)	173.958	250.106
Outros custos e despesas				
Depreciação e amortização	3.039	1.121	4.160	3.245
	177.901	217	178.118	253.351

CONSOLIDADO	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2025	31.12.2024
Custos e despesas com energia elétrica						
Energia elétrica comprada para revenda (NE nº 29.1)	11.110.778	—	—	—	11.110.778	8.924.895
Encargos de uso da rede elétrica	2.755.534	—	—	—	2.755.534	2.865.490
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	—	—	—	—	—	936
	13.866.312	—	—	—	13.866.312	11.791.321
Custos e despesas gerenciais						
Pessoal e administradores (NE nº 29.2)	595.668	—	365.120	—	960.788	1.081.797
Planos previdenciário e assistencial	159.210	—	75.337	—	234.547	259.352
Material	83.621	—	24.440	—	108.061	86.882
Serviços de terceiros (NE nº 29.3)	941.908	3.860	246.514	—	1.192.282	1.074.308
Perdas de créditos, provisões e reversões (NE nº 29.4)	(2.276)	102.457	—	170.606	270.787	345.102
Outras receitas (custos e despesas) operacionais (NE nº 29.6)	161.823	27.284	104.655	(369.346)	(75.584)	240.842
	1.939.954	133.601	816.066	(198.740)	2.690.881	3.088.283
Outros custos e despesas						
Depreciação e amortização	1.376.328	—	60.807	44.751	1.481.886	1.465.478
Custo de construção (NE nº 29.5)	3.272.763	—	—	—	3.272.763	2.522.908
	4.649.091	—	60.807	44.751	4.754.649	3.988.386
	20.455.357	133.601	876.873	(153.989)	21.311.842	18.867.990

29.1. Energia elétrica comprada para revenda

CONSOLIDADO	31.12.2025	31.12.2024
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	4.043.221	4.009.747
Contratos bilaterais	2.901.057	1.849.268
Micro e mini geradores	2.446.037	1.726.602
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.273.628	832.656
Itaipu Binacional	963.340	950.389
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfra	424.896	337.978
Valor justo na compra e venda de energia	—	36.604
(-) Pis/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(941.401)	(818.349)
	11.110.778	8.924.895

29.2. Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Pessoal				
Remunerações	20.431	20.516	461.555	557.666
Encargos sociais	8.163	7.090	155.873	186.502
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.4)	3.435	1.364	5.501	1.531
Auxílio alimentação e educação	1.377	1.608	82.540	97.709
Programa de desligamentos voluntários (NE nº 17.1)	248	748	21.489	18.306
	33.654	31.326	726.958	861.714
Administradores				
Honorários	23.375	19.243	34.370	27.362
Incentivos de longo prazo (NE nº 27.4)	14.485	4.064	19.471	4.064
Encargos sociais	8.521	5.919	11.868	8.766
Outros gastos	1.334	337	2.143	608
	47.715	29.563	67.852	40.800
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	16.700	12.949	165.978	179.283
	98.069	73.838	960.788	1.081.797

31.3. Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO 31.12.2025	Energia Elétrica							
	GET		DIS	COM	SER	Holding	Operações intersegmento	Consolidado
	GER	TRA						
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.913.035	1.388.544	19.202.210	4.402.327	12.128	—	(2.801.388)	26.116.856
Receita operacional líquida com terceiros	1.906.130	936.026	19.170.722	4.091.850	12.128	—	—	26.116.856
Receita operacional líquida entre segmentos	2.006.905	452.518	31.488	310.477	—	—	(2.801.388)	—
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.797.803)	(651.309)	(17.124.300)	(4.349.494)	(12.080)	(178.244)	2.801.388	(21.311.842)
Energia elétrica comprada para revenda	(518.911)	—	(8.595.124)	(4.310.141)	—	—	2.313.398	(11.110.778)
Encargos de uso da rede elétrica	(547.265)	—	(2.689.991)	—	—	—	481.722	(2.755.534)
Pessoal e administradores	(171.993)	(131.096)	(538.360)	(20.839)	(408)	(98.092)	—	(960.788)
Planos previdenciário e assistencial	(38.415)	(31.113)	(153.082)	(1.741)	(76)	(10.120)	—	(234.547)
Material	(32.395)	(6.675)	(65.226)	(303)	(47)	(3.415)	—	(108.061)
Serviços de terceiros	(221.785)	(64.577)	(865.301)	(4.064)	(5.215)	(32.959)	1.619	(1.192.282)
Depreciação e amortização	(741.111)	(19.428)	(712.266)	(1.889)	(3.032)	(4.160)	—	(1.481.886)
Provisão (reversão) para litígios	(13.223)	(4.691)	(144.331)	(246)	—	(3.281)	—	(165.772)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	—	—	—	—	—	—	—	2.276
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(204)	(5.855)	(99.365)	(1.566)	(299)	(2)	—	(107.291)
Custo de construção	—	(245.239)	(3.027.524)	—	—	—	—	(3.272.763)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	485.223	(142.635)	(233.730)	(8.705)	(3.003)	(26.215)	4.649	75.584
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	18.706	222.637	—	—	—	(1.346)	—	239.997
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	2.133.938	959.872	2.077.910	52.833	48	(179.590)	—	5.045.011
Receitas financeiras	355.234	135.581	643.829	37.670	5.687	165.662	(5)	1.343.658
Despesas financeiras	(866.443)	(583.794)	(1.429.691)	(551)	(11.535)	(250.001)	5	(3.142.010)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.622.729	511.659	1.292.048	89.952	(5.800)	(263.929)	—	3.246.659
Imposto de renda e contribuição social	(258.833)	(37.950)	(219.541)	(22.310)	(168)	(38.816)	—	(577.618)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.363.896	473.709	1.072.507	67.642	(5.968)	(302.745)	—	2.669.041
Resultado de operações descontinuadas	18.898	—	—	—	—	—	—	18.898
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.382.794	473.709	1.072.507	67.642	(5.968)	(302.745)	—	2.687.939

29.3. Serviços de terceiros

CONSOLIDADO	31.12.2025	31.12.2024
Manutenção do sistema elétrico	638.294	472.011
Manutenção de instalações	120.519	139.924
Comunicação, processamento e transmissão de dados	104.672	119.281
Atendimento ao consumidor / call center	130.930	104.700
Consultoria e auditoria	99.650	77.333
Leitura e entrega de faturas	60.317	60.708
Outros serviços	37.900	100.351
	1.192.282	1.074.308

29.4. Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2025	31.12.2024
Provisão para litígios	3.530	20.735	165.772	222.251
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	—	—	102.457	100.730
Perdas (reversão de perdas) estimadas em créditos tributários	—	—	4.834	(2.044)
Impairment Imobilizado (NE nº 15.4)	—	—	—	27.755
Atualização de Contrato de concessão de geração de energia elétrica	—	—	(2.276)	(3.590)
Provisão para perdas em participações societárias (a)	1.574	62.861	—	—
	5.104	83.596	270.787	345.102

(a) Provisão decorrente do patrimônio líquido negativo da Elejor

29.5. Custo de construção

||
||
||

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO 31.12.2024	Energia Elétrica									
	GET		DIS	COM	GÁS	SER	Holding	Reclassifi- cações (e)	Operações intersegmento	Consolidado
GER	TRA									
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	37.600	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	(1.980)	—	—	—	—	—	—	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	801.277	1.456.371	55.394	48.006	(2.417)	(163.077)	(47.758)	—	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

(a) Reclassificações dos valores de operação descontinuada, decorrentes dos desinvestimentos concluídos em 2024

31.4. Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2025	Energia elétrica					
	GET	DIS	COM	SER	Holding	Consolidado
Ativos de contrato	982.886	2.959.050	—	—	—	3.941.936
Imobilizado	188.966	—	489	—	1.366	190.821
Intangível	36.382	—	1.608	1.118	2.952	42.060
Direito de uso de ativos	8.181	28.170	427	205	892	37.875

31.12.2024	Energia elétrica					
	GET	DIS	COM	SER	Holding	Consolidado
Ativos de contrato	866.630	2.196.348	—	—	—	3.029.978
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

32. Instrumentos Financeiros

32.1. Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

CONSOLIDADO	NE	Nível	31.12.2025		31.12.2024	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	2	3.130.363	3.130.363	4.161.939	4.161.939
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	691.781	691.781	529.708	529.708
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9	3	3.679.554	3.679.554	2.610.731	2.610.731
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9	3	78.673	78.673	75.425	75.425
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	861.501	861.501	697.288	697.288
Outros investimentos temporários (e)	1	2	2.553	2.553	10.036	10.036
Outros investimentos temporários (e)	2	8	8.321	8.321	5.858	5.858
			8.452.746	8.452.746	8.090.985	8.090.985
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			9	9	9	9
Clientes (a)	7		4.463.146	4.463.146	4.078.882	4.078.882
Ativos financeiros setoriais (a)	8		800.926	800.926	—	—
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação de outorga (f)	9.2		845.219	946.109	821.804	923.084
			6.109.300	6.210.190	4.900.695	5.001.975
Valor justo por meio do resultado abrangente						
Reduções Certificadas de Emissões – RCEs (g)	2		5.303	5.303	3.207	3.207
Outros investimentos temporários (h)	3		19.753	19.753	14.709	14.709
			25.056	25.056	17.916	17.916
Total dos ativos financeiros			14.587.102	14.687.992	13.009.596	13.110.876
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	32.2.10	3	531.442	531.442	385.792	385.792
Debêntures (i)	20	2	2.324.808	2.324.808	—	—
Instrumentos financeiros derivativos (i)	25	2	23.535	23.535	—	—
			2.879.785	2.879.785	385.792	385.792
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		883.990	883.990	1.077.810	1.077.810
Parcelamento ICMS (k)	12.2		12.970	12.562	11.963	11.105
Programa Especial de Regularização Tributária – Pert (k)	12.2		296.042	260.987	339.831	297.580
Fornecedores (a)	18		3.193.211	3.193.211	2.466.803	2.466.803
Empréstimos e financiamentos (k)	19		3.389.380	3.991.003	5.154.871	5.128.374
Debêntures (l)	20		14.540.405	14.293.849	12.773.954	12.528.379
Contas a pagar vinculadas à concessão (m)	23		1.106.327	1.141.822	1.138.129	1.258.564
			23.422.325	23.777.424	22.963.361	22.768.618
Total dos passivos financeiros			26.302.110	26.657.209	23.349.153	23.154.410

Os níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

Nível 1: obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos.

Nível 2: obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo.

Nível 3: obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.4).
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.2.7).
- Investimentos em outras empresas avaliados ao valor justo que 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.
- Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de conta, 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%).
- Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.2).
- 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.

a) A metodologia para determinação do valor justo considera a avaliação dos fluxos de caixa contratuais futuros, descontados

utilizando curvas de mercado aplicáveis a cada instrumento, refletindo as condições contratuais específicas e demais fatores de mercado vigentes na data de apuração.

- O valor justo dos contratos de swap é apurado pela diferença entre o valor presente dos fluxos futuros projetados das posições ativa e passiva da operação, descontados com base nas curvas de mercado pertinentes, considerando as condições contratuais e demais fatores de mercado vigentes na data de apuração.
- Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, CDI + spread de 1,17%, 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.
- Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário – PU em 31.12.2025, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais – Anbima.
- Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 9,52% 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	31.12.2025	31.12.2024
Caixa e equivalentes de caixa (a)		3.130.363	4.161.939
Títulos e valores mobiliários (b)		691.781	529.708
Cauções e depósitos vinculados (a)		9	9
Clientes (b)		4.463.146	4.078.882
Ativos financeiros setoriais (c)		800.926	—
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)		3.679.554	2.610.731
Contas a receber vinculadas à concessão – bonificação de outorga (d)		845.219	821.804
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)		78.673	75.425
Outros investimentos temporários (f)		30.627	30.603
		13.720.298	12.309.101

- A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar seus recursos em instituições financeiras com elevado rating em escala nacional, considerando as maiores agências de classificação que atuam no País.
- 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. A Copel DIS, que representa a maior parte do saldo de clientes da Companhia, possui carteira extremamente pulverizada e os grandes clientes são monitorados periodicamente.
- 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.
- A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas gerado o recebimento de Receita Anual de Geração – RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- 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, que disciplinou 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 GPS e Mourão, conforme descrito na NE nº 9.3. O MME, por meio da Portaria nº 845/2025, abriu a Consulta Pública MME nº 190/2025, com o objetivo de receber contribuições para minuta de Portaria contendo as diretrizes a serem observadas na condução do processo para reconhecimento dos investimentos, complementares aos do projeto básico (art. 2º do Decreto nº 7.850/2012), com impacto direto na forma de pagamento de indenização devida aos concessionários, ao término do período de vigência dos contratos de concessão. A Consulta Pública ficou aberta para contribuições até 18.08.2025 e não foi concluída até o presente momento. 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, com 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 às 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 análises de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 4 anos. A partir de 2030, repetem-se os indicadores de 2029 até o horizonte da projeção.

CONSOLIDADO	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2025							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	29.938	93.284	352.377	3.194.727	2.503.324	6.173.650
Debêntures	NE nº 20	295.537	126.206	3.225.832	10.240.541	12.277.243	26.165.359
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	14.139					

pação minoritária de 30% no CEBI, pelo *equity value* de R\$ 570.000.

Em 30.06.2025, conforme Fato Relevante 05/25, após cumpridas todas as condições precedentes, Copel GeT e Neoenergia concluíram a operação acordada no CCVA 1, de modo que a Copel GeT passou a deter a totalidade das ações do capital social da Cêu Azul pelo valor de R\$ 1.060.804. Deste modo, a Copel GeT pode prosseguir com o fechamento do CCVA 2 junto à ENERGO-PRO PARTICIPAÇÕES S.A., sucessora da DK Holding Investments, S.R.O.

Em 22.10.2025, conforme Fato Relevante 10/25, após o cumprimento de todas as condições precedentes e a obtenção das aprovações pelos órgãos competentes, a Copel GeT concluiu a operação de desinvestimento na UHE Baixo Iguaçu. O *equity value* da operação totalizou R\$ 1.683.334, dos quais R\$ 155.400 foram adiantados em fevereiro de 2025, R\$ 1.517.934 foram creditados na data do fechamento e os R\$ 10.000 restantes foram quitados em 30.12.2025. O ganho decorrente desse desinvestimento foi de R\$ 143.409, registrado no quarto trimestre na rubrica de outras receitas, custos e despesas líquidos. Nesta data de conclusão da operação a Copel GeT transferiu para a adquirente a titularidade das ações da Cêu Azul bem como a sua participação de 30% no CEBI.

37.5. Saldos classificados como mantidos para venda

A composição dos ativos e passivos classificados como mantidos para venda, ajustados pela cessação da depreciação e amortização, estão apresentados a seguir:

CONSOLIDADO	Ativos de Geração de Pequeno Porte		UHE Colíder	Ativos de Geração de Pequeno Porte	
	31.12.2025	31.12.2024		31.12.2025	31.12.2024
Ativos classificados como mantidos para venda					
Caixa e equivalentes de caixa	—	—	—	13	13
Imobilizado	25.177	25.177	1.602.581	245.844	1.848.425
Intangível	—	—	16.762	16.626	33.388
	25.177	25.177	1.619.343	262.483	1.881.826
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda					
Empréstimos e financiamentos	—	—	484.981	22.695	507.676
Contas a pagar vinculadas à concessão	—	—	32.505	280	32.785
Provisões para litígios	—	—	—	951	951
	—	—	517.486	23.926	541.412

37.6. Operações Descontinuadas

Os ativos de geração de pequeno porte, a UHE Colíder e a parte da UHE Baixo Iguaçu pertencente à Copel GeT 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 tem seus resultados divulgados como operação descontinuada. A Companhia continua suas atividades no segmento de geração de energia. Os resultados da Cêu Azul a partir de 01.07.2025, no total de R\$ 18.898, são divulgados como operação descontinuada tendo em vista se tratar de uma controlada adquirida para revenda.

As receitas, custos e despesas decorrentes dos desinvestimentos da UEGA e Compagas realizados em 2024, divulgados como operação descontinuada, estão detalhados nos quadros a seguir.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS DAS OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	Controladora 31.12.2024	Consolidado 31.12.2024
Receita operacional líquida	—	561.141
Custos Operacionais	—	(446.073)
Lucro operacional bruto	—	115.068
Despesas com vendas	—	(16.261)
Despesas gerais e administrativas	—	(37.874)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	—	(2.374)
Resultado da equivalência patrimonial	(6.657)	—
	(6.657)	(56.509)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	(6.657)	58.559
Resultado Financeiro	—	(10.806)
	(6.657)	47.753
Imposto de renda e contribuição social	—	(26.527)
Lucro líquido (prejuízo)	(6.657)	21.226
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	491.571
Resultado abrangente da operação descontinuada	463.690	491.571

A tabela abaixo demonstra a reconciliação do resultado da operação descontinuada. Os montantes de eliminações de custos e despesas *intercompany* de 2024 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
Resultado de operação descontinuadas atribuídos à controladora	463.690
Resultado de operação descontinuadas atribuídos a não controladores	16.539
	480.229
(+) Eliminações de Custos/Despesas <i>intercompany</i>	11.342
Resultado de operação descontinuada consolidado	491.571

Os quadros a seguir apresentam as demonstrações dos fluxos de caixa e de valor adicionado da Compagas em UEGA em 2024.

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS DAS OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	Controladora 31.12.2024	Consolidado 31.12.2024
Lucro líquido (prejuízo)	(6.657)	21.226
Ajustes ao lucro	3.942	39.476
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	21.626	36.868
Variações de ativos e passivos	—	(57.434)
Encargos de debêntures pagos	—	(25.051)
Encargos de empréstimos concedidos a partes relacionadas	2.763	2.763
Impostos e encargos de arrendamentos pagos	—	(14.228)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	21.674	3.620
Aplicações financeiras	—	(111)
Empréstimos concedidos	(14.500)	—
Recebimento de empréstimos concedidos	49.500	49.500
Aquisições de ativo de contrato, imobilizado e intangível	—	(25.659)
Recebimento pela alienação	432.566	584.983
Fluxo de caixa das atividades de investimento	467.566	608.713
Ingressos de empréstimos e financiamentos	—	59.935
Amortizações de principal de debêntures	—	(55.313)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	—	(2.338)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	—	(11.940)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	—	(9.656)
Varição no caixa e equivalentes de caixa	489.240	602.677

DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DAS OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	Controladora 31.12.2024	Consolidado 31.12.2024
Valor Adicionado a Distribuir		
Receitas	—	692.131
(-) Insumos adquiridos de terceiros	—	(641.162)
(+) Valor adicionado transferido	708.085	755.960
	708.085	806.929
Distribuição do Valor Adicionado		
Pessoal	—	36.558
Governo	—	(16.889)
Terceiros	—	40.256
Acionistas	708.085	747.004
	708.085	806.929

38. Eventos subsequentes

38.1. Emissão de debêntures e nota comercial

Em 27.01.2026, a Copel GeT efetuou a 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em série única no montante de R\$ 1.200.000, para investimentos ou reembolso de investimentos, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação do IPCA + 7,1841% a.a., com prazo de vencimento de 12 anos. A Copel GeT efetuou contratos de swap de taxa de juros para esta emissão de debêntures de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

Em 19.01.2026, a Copel DIS efetuou a 1ª emissão de notas comerciais escriturais, em série única no montante de R\$ 550.000, para reforço de caixa conforme detalhamento constante no Termo de Emissão. A remuneração corresponde à variação do DI + 0,30% a.a., com prazo de vencimento de 45 dias. Em 29.01.2026 a Copel DIS efetuou a quitação antecipada desta emissão.

Em 27.01.2026, a Copel DIS efetuou 11ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, com garantia adicional fidejussória, em série única no montante de R\$ 2.000.000, para investimentos ou reembolso de investimentos em melhoria, renovação, reforço ou ampliação de ativos de distribuição de energia elétrica, conforme detalhamento constante na Escritura de Emissão. A remuneração corresponde à variação do IPCA + 7,1841% a.a., com prazo de vencimento de 12 anos. A Copel DIS efetuou contratos de swap de taxa de juros para esta emissão de debêntures de modo que o saldo do passivo referente à esta série passou a ter remuneração atrelada à variação de DI.

38.2. Repactuação do Uso do Bem Público - Elejor

Em 24.02.2026, a Diretoria da Aneel aprovou, por unanimidade, o encerramento da Consulta Pública nº 45/2025, a minuta do termo aditivo ao contrato de concessão e os valores de Uso do Bem Público - UBP a serem repactuados de modo que para a Elejor, controlada da Copel, o valor a ser pago pela repactuação totaliza R\$ 420.631. O cálculo considerou apenas o prazo original da concessão, com taxa de desconto líquida de 7,31%. Após a manifestação formal de adesão à repactuação, caberá ao concessionário assinar o termo aditivo ao contrato de concessão, no prazo máximo de 20 dias, contados de sua convocação e à CCEE a cobrança dos valores, descontados de eventuais pagamentos mensais de UBP já realizados pelos agentes após a data de referência, os quais deverão ser pagos no prazo máximo de 30 dias contados da assinatura do termo aditivo, mediante pagamento direto à CDE.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2026

(assinado eletronicamente)

DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Presidente
Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

FELIPE GUTTERRES RAMELLA
Vice-Presidente de Finanças e de Relações com Investidores
Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

YURI MÜLLER LEDRA
Vice-Presidente Jurídico e de Compliance
Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

DIAGO MAC CORD DE FARIA
Vice-Presidente de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital
Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

MÁRCIA CRISTINE RIBEIRETE BAENA
Vice-Presidente de Gente e Gestão
Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

ANDRÉ LUIZ GOMES DA SILVA
Vice-Presidente de Regulação e Mercado
Companhia Paranaense de Energia - Copel

(assinado eletronicamente)

ROBSON CARLOS NOGUEIRA
Contador - CRC - PR - 047941 / O-4
Companhia Paranaense de Energia - Copel

37.4. Empreendimentos fotovoltaicos

Em 14.08.2025, o Conselho de Administração da Copel Serviços aprovou o início da fase vinculante para o potencial desinvestimento das usinas solares fotovoltaicas – UVFs registradas na Companhia. O projeto contemplava a venda das UVFs da Copel Serviços (Copel SER) em conjunto com a participação societária da Copel na controlada em conjunto Solar Paraná GD Participações S.A. (Solar Paraná).

Em 31.10.2025 foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (CCVA) pelas vendedoras Copel, Copel Serviços e Sistechne Participações Societárias Ltda. (sociedade que detinha 51% da Solar Paraná) e pela compradora Usina Solar Thopen 89 SPE Ltda. no valor total de R\$ 78.008 na data base de 31.12.2024.

Em 12.12.2025, após o cumprimento das condições precedentes para esta operação, foi concluído o desinvestimento com a transferência para a adquirente das UVFs da Copel SER e da titularidade das ações que a Copel tinha na Solar Paraná. Nesta mesma data a Copel e a Copel SER receberam os montantes de R\$ 5.354 e R\$ 74.488, respectivamente. O resultado da operação foi negativo em R\$ 13.052, registrado na rubrica de outras receitas, custos e despesas líquidos.

COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

1) PROGRAMA DE INVESTIMENTOS

A Companhia Paranaense de Energia - Copel (B3 - Brasil, Bolsa e Balcão: CPLE3) apresenta o acompanhamento de sua projeção do Programa de Investimentos no exercício findo em 31.12.2025.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS - EXERCÍCIO FINDO EM 31.12.2025	Acumulado 4º trimestre (a)	Projetado 2025 (b)	% (a/b)
Geração e transmissão (1)	538.650	583.905	92%
Distribuição (2)	2.959.049	2.701.872	110%
Empreendimentos eólicos (3)	94.671	76.842	123%
Outros (4)	6.869	63.104	11%
	3.599.239	3.425.723	105%

*(Valores em R\$ Mil)

- Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapurú (Tra) e FDA (Ger) e a suplementação Projeto Tivoli.
- Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total. E suplementação aprovada.
- Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandairá Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Complexo Eólico Eolo.
- Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

2) ALAVANCAGEM

O índice de alavancagem financeira, mensurado em conformidade com a Política de Dividendos, foi aprovado na 262ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, realizada em 08.05.2025 e divulgado no Fato Relevante nº 02/2025.

A meta da Companhia é alcançar o índice de alavancagem de 2,8x, mensurada pela divisão "Dívida Líquida/EBITDA", com uma faixa de tolerância de 0,3X para mais (3,1x) ou para menos (2,5x) desde que haja convergência em até 24 meses para o centro da faixa (2,8X).

Para o cálculo considera-se:

- "Dívida Líquida": somatório de todas as dívidas financeiras consolidadas da Companhia junto a pessoas físicas e/ou jurídicas, incluindo empréstimos e financiamentos com terceiros, emissão de títulos de renda fixa, conversíveis ou não em ações, no mercado de capitais local e/ou internacional; menos o somatório das disponibilidades (caixa e aplicações financeiras) e do diferencial por operações com derivativos, ajustados conforme covenants financeiros previstos nos instrumentos de dívida da Companhia;
- "EBITDA": lucro consolidado do exercício social, antes de juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA). Não são considerados (i) os Resultados de Equivalência Patrimonial provenientes de coligadas e controladas em conjunto, os quais não são consolidados, (ii) outras despesas e receitas extraordinárias e/ou não recorrentes (iii) reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável e reversão (impairment) e (iv) outros itens operacionais que não configurem entrada e saída de caixa e que impactem o Lucro Líquido conforme covenants financeiros previstos nos instrumentos de dívida da Companhia.

	2025	Meta	Var (A-B) ¹
Alavancagem	2,7 x	2,8 x	0,1 x

(1) tolerância de 0,3x para mais (3,1x) ou para menos (2,5x)

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em atendimento ao disposto na Lei nº 6.404/76, no que se refere à elaboração e à submissão do orçamento de capital à deliberação da Assembleia Geral, apresenta-se, a seguir, a proposta de orçamento de capital para o exercício de 2026, a ser apreciada na Assembleia Geral a realizar-se em abril de 2026.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil	FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão (a)	971.560	Recursos de Terceiros/Geração própria	1.524.469
Distribuição	1.942.764	Retenção de Lucros	1.496.820
Outros (b)	106.965	TOTAL	3.021.289
TOTAL	3.021.289		

(a) Inclui os Complexos Eólicos Brisa Potiguar, Cutia, São Bento, Jandairá, Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo e as SPEs FDA (Ger), Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapurú (Tra) e Mata de Santa Genebra (Tra).

(b) Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

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 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2025 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 2025, e as correspondentes notas explicativas, bem como a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2025 e a Proposta de Orçamento de Capital para o exercício de 2026. 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 2025, os Conselheiros Fiscais opinam que as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2025, bem como a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2025 e o Orçamento de Capital para o exercício de 2026, deliberados pelo Conselho de Administração em 26.02.2026, estão em condições de ser encaminhados à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2026

DEMÉTRIUS NICHELE MACCI Presidente	SÉRGIO HENRIQUE DA FONSECA	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) membros escolhidos pelo Conselho de Administração, eleitos e destituíveis por tal órgão, todos com prazo de mandato unificado de dois anos, permitida reeleição. Na composição do CAE são observados os seguintes parâmetros:

- ter a maioria de membros independentes nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis;
- 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;
- no mínimo 01(um) dos membros do Comitê deverá ser integrante do Conselho de Administração;
- 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;
- o Coordenador do Comitê deverá ser membro do Conselho de Administração;
- o prazo máximo para exercício do cargo é de 10 anos; e
- 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. Este Comitê assessoradora 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, nove 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, o qual observa a legislação vigente, nacional e internacional, regulamentação aplicável à Companhia, Estatuto Social, Regimento Interno do órgão, normativas internas e boas práticas.

A estrutura do Plano de Trabalho do CAE em 2025, contemplou as atribuições do órgão e trouxe o cronograma detalhado de reuniões, conteúdo 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 2025 abordou 16 temas principais, somando 85 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 elas 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 de 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) reuniões realizadas, suas atividades, resultados, conclusões e recomendações feitas ao Conselho de Administração, 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 à Diretoria, registrando as 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; (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; e (vi) quaisquer situações nas quais exista divergência significativa entre a Administração, os auditores independentes e o Comitê de Auditoria Estatutário em relação às demonstrações financeiras ("Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário").

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

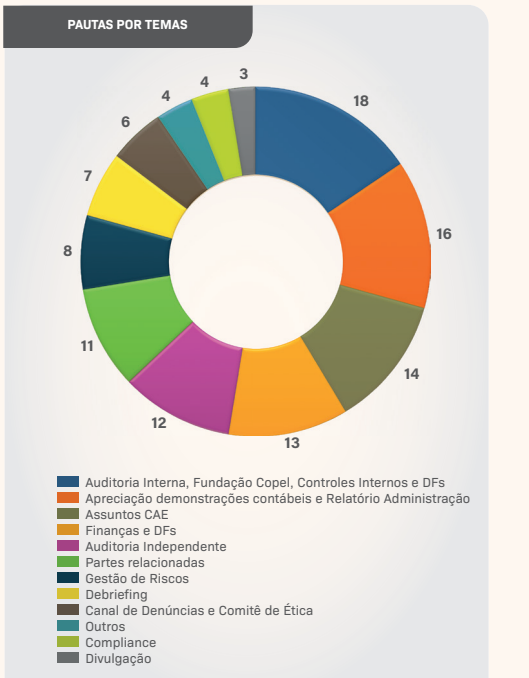
gação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários (Cibersegurança, calendário anual de reuniões, LGPD e melhoria contínua); partes relacionadas; regimento interno CAE e normativas internas da Copel relativas ao CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2025, foram realizadas 15 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutária da Copel, as quais contemplaram 115 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 2025 pode ser observado no gráfico abaixo:



3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2025, foram contempladas, em reuniões do CAE, 12 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 2025; apresentação sobre os trabalhos relativos às Demonstrações Financeiras e de controles internos; 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 2025.

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 Estatutária 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 2025.

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 2025, 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 2024; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2025; a Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2024 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 2025, 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 Estatutária, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Copel (Holding) e consolidada das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025. 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 Estatutária julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2025, no Relatório Anual 2025, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

3.4. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2025, foram tratadas 10 pautas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutária. 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 2024; Plano de Trabalho da Auditoria Interna - PAINT 2025; 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 322ª Reunião, de 09.12.2025, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito do convênio assistencial e atualização dos trabalhos da Fundação.

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 Estatutária 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 2025.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria interna.

3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2025, foram tratadas 7 pautas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutária. Nesse período, o Comitê recebeu reportes nos trabalhos relativos a controles internos, bem como, a atualização do status de auditoria, pela PwC, desses Controles Internos. Na 316ª Reunião, de 17.06.2025, houve a deliberação acerca da revisão da materialidade utilizada pela Administração da Companhia para o estabelecimento de processos corporativos para 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. OUIVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS

No decorrer de 2025, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutária, 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 2025, foram tratadas 8 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutária. Essas pautas abordaram o relatório 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 periodicamente, em pauta específica, riscos estratégicos da Companhia. Como exemplo, em 2025 alguns dos riscos analisados em agenda específica foram Comercialização de Energia, Contencioso e Resíduos PCB (Bifenílicas Policloradas).

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à gestão e monitoramento de riscos.

3.8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

No decorrer de 2025, foram tratadas 11 pautas sobre transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE. O Comitê 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."

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 Estatutária 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 2025, o Comitê de Auditoria Estatutária discutiu seu plano de trabalho, além da Agenda Temática para 2026.

4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIA

4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Comitê de Auditoria Estatutária reportou suas atividades em 2025 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 Estatutária 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 Estatutária, os Vice-Presidentes e Diretores envolvidos nos temas a serem discutidos são convidados e indicam a participação dos Superintendentes das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também ocorre de as Superintendências, por meio de suas Vice-Presidentências ou Diretórias, realizarem a apresentação de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutária, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente aquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA

• Diretoria de Governança, Risco e Compliance

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutária analisaram a proposta de atualização da Política de Integridade e emitiram recomendações, inclusive quanto ao recebimento de brindes, presentes e hospitalidades.

Adicionalmente, por ocasião do relatório do Comitê de Ética e acompanhamento do Canal de Denúncias, o CAE recomendou à administração acompanhamento do tema administração premidial e gestão de frotas, entre outras, com análise de fragilidades e os riscos relacionados.

Por ocasião da apresentação do portfólio de riscos do 2º trimestre de

2025, o CAE opinou sobre a classificação de riscos específicos. Já na ocasião em que o portfólio do 4º trimestre foi apresentado, o CAE solicitou unificação de riscos específicos e sua reclassificação. Solicitou, adicionalmente, reporte sobre a interface de gestão de riscos e o planejamento estratégico da Companhia.

Ao longo do exercício, por meio dos reportes periódicos, o CAE acompanhou e discutiu os riscos estratégicos para Companhia. Entre os mais de 40 riscos analisados, destacam-se temas relevantes como Barragens, Cibersegurança, Resíduos PCB (Bifenílicas Policloradas), Contencioso e Comercialização de Energia.

• Auditoria Interna

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutária analisaram o Plano Anual de Trabalho da Auditoria Interna, a metodologia utilizada para elaboração e os trabalhos propostos. Recomendaram análise quanto a suficiência do investimento destinado à capacitação da equipe de Auditoria Interna para o exercício de 2026.

No âmbito do processo de avaliação da Auditoria Interna, os membros do CAE fizeram recomendações quanto a forma de operacionalização do processo, bem como na escala de avaliação apresentada.

• Riscos Temáticos - Resíduo PCB

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutária analisaram a um risco relacionado a Resíduos PCB - (Bifenílicas Policloradas). Após apresentação da Copel Distribuição S.A. acerca das iniciativas realizadas pela Companhia, o CAE e reforçou a necessidade de manutenção das ações, com vistas à completa eliminação do resíduo, bem como recomendou a continuidade dos reportes ao Comitê ao longo do exercício de 2026 sobre o tema.

• Cibersegurança

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutária, por ocasião do monitoramento da exposição da Companhia aos riscos relacionados à cibersegurança, analisaram os planos de ação de curto e longo prazo para o enfrentamento de eventuais ataques cibernéticos.

Como destaque, o CAE avaliou e fez recomendações para a proposta de alteração da Política de Tecnologia da Informação e Segurança Cibernética, em sua reunião realizada em outubro.

O tema atualmente está sob responsabilidade da Vice-Presidência de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital.

• SOx - Controles Internos

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutária discutiram com a auditoria externa, PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda. - PwC, durante suas interações, os procedimentos de Auditoria Externa, na qual foram abordados, entre outros, o Status da frente de trabalho SOx/ICFR, oportunidade em que o CAE apresentou suas considerações.

O CAE monitora a metodologia adotada para a análise dos controles internos, bem como, a administração da Companhia em relação à sua responsabilidade 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.

• Reforma Tributária

Os Membros do Comitê de Auditoria Estatutária receberam informações da administração da Companhia sobre a implantação da Reforma Tributária do Consumo no âmbito das empresas do Grupo Copel. Foram detalhadas as ações de curto e médio prazos, estratégias e impactos.

O CAE fez considerações e recomendou que o assunto retorne periodicamente ao Comitê, inclusive no exercício de 2026.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutária, 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 2025. 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 Estatutária julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2025, no Relatório Anual 2025, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 26 de fevereiro de 2026.

MARCO ANTONIO BARBOSA CÂNDIDO

Coodenador

PEDRO FRANCO SALES

Membro

CARLOS BIEDERMANN

Membro Externo e especialista financeiro

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Administradores e Acionistas

Companhia Paranaense de Energia

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Companhia Paranaense de Energia ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2025 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 2025 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 2025, 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 contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção 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, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil, e cumpriamos com os demais requisitos éticos 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.

Provisões 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.
- 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 Companhia, por meio da controlada Copel Distribuição S.A., realiza a leitura do consumo de seus clientes do segmento de distribuição 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. Essa parcela, em 31 de dezembro de 2025,

totalizava R\$ 931.460 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.

- 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.
- Recalculamos o montante da receita não faturada de forma analítica por transação considerando classe de consumo e tarifas definidas, comparando-o com os valores apurados pela administração.
- Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumos, 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.

Combinação de Negócios (Nota 1.2) Porque é um PAA

Conforme descrito na Nota 1.2, em maio de 2025, a Companhia, por meio de sua controlada Copel Geração e Transmissão S.A. concluiu a aquisição de controle da Companhia Hidrelétrica Mata de Mauá e da transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (MSG). Antes da transação, a UHE MAUÁ e a MSG eram empreendimentos controlados em conjunto pela Companhia.

O processo de avaliação e mensuração a valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos, bem como da parcela de participação societária detida pela Companhia imediatamente antes da combinação e da contraprestação total, conforme descrito na Nota 1.2, foi conduzido pela administração da Companhia, com o apoio de especialistas.

Devido à relevância da aquisição e a complexidade e julgamentos envolvidos na determinação da data de aquisição efetiva do controle, na identificação e determinação dos valores justos dos ativos adquiridos, passivos assumidos e da contraprestação total, a referida combinação de negócios foi considerada como área de foco em nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros:

- Avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes determinados pela administração sobre a identificação e avaliação de combinações de negócios.
- Leitura dos contratos e obtenção do entendimento sobre a transação, incluindo a análise da administração sobre a data efetiva de aquisição do controle, e os efeitos contábeis resultantes dessa transação nas demonstrações financeiras da Companhia.
- Avaliação da competência e a objetividade dos especialistas da administração para mensuração dos valores justos na combinação de negócios.
- Com auxílio de nossos especialistas em avaliação, analisamos a metodologia utilizada pela administração na mensuração dos valores justos, avaliamos a razoabilidade dos dados e das principais premissas adotadas, confrontando-os com informações de mercado, quando disponíveis, bem como com os documentos que formalizaram a transação. Também verificamos a coerência lógica e consistência aritmética do modelo preparado pela administração.
- Leitura das divulgações efetuadas nas notas explicativas.

Consideramos que os critérios e premissas adotados pela administração para o registro da referida combinação de negócios são razoáveis e as divulgações são consistentes com os dados e informações obtidos

Outros assuntos - Demonstrações do Valor Adicionado

As Demonstrações do Valor Adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), 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.

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 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 as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade da 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.

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 Bizazetto, 158, Mossungue, Curitiba - PR,