

A Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Copel” ou “Companhia”), maior empresa do Estado do Paraná¹, foi criada em 26 de outubro de 1954, com controle acionário do Estado do Paraná. Em abril de 1994, a Companhia abriu seu capital na BM&FBovespa (atual B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”)) e tornou-se, em julho de 1997, a primeira empresa do setor elétrico brasileiro listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque. A Companhia também está presente, desde junho de 2002, na comunidade econômica europeia, com seu ingresso na Latibex, bolsa de valores sediada em Madrid na qual os títulos de empresas latino-americanas são negociados em euros.

A partir de maio de 2008, as ações da Copel passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da B3.

Em 01 de dezembro de 2021, a Companhia aderiu às regras do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.

Atualmente, em razão do processo de capitalização da Companhia concluído em agosto de 2023, a Copel é uma companhia de capital disperso e sem acionista controlador, estruturada como holding, que está presente em 23 estados brasileiros e atua com tecnologia de alta qualidade nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia.

A Companhia opera um abrangente sistema elétrico, contando com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição, que integra todas as cidades do Estado do Paraná.

Abaixo um resumo dos principais eventos societários, de negócios e operacionais da história da Copel:

- 1954** Por meio do Decreto nº 14.947, de 26 de outubro de 1954, o Governo do Estado do Paraná criou a Copel, tendo como base principal para a integralização de seu capital o Fundo Estadual de Eletrificação.
- 1956** Com o Decreto nº 1.412, de 1956, a Copel passou a centralizar todas as ações governamentais de planejamento, construção e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica e serviços correlatos, tendo incorporado todos os bens, serviços e obras em poder de diversos órgãos. Coube-lhe, então, a responsabilidade pela construção dos grandes sistemas de integração energética e dos **empreendimentos hidrelétricos** previstos no Plano de Eletrificação do Estado do Paraná.
- 1963** A entrada em operação da Usina Hidrelétrica Chopim I, a primeira construída pela Copel, e da Usina **Termelétrica de Figueira** (20 MW), no Norte Pioneiro, foi de fundamental importância para a implantação do Plano Estadual de Eletrificação, viabilizando os sistemas de interligação que beneficiaram as regiões norte e centro do Estado do Paraná.
- 1967** A Copel inaugurou a Usina de Salto Grande do Iguaçu (15,6 MW), que veio atender ao sul do Estado do Paraná.
- 1970** Entrou em operação a Usina Julio de Mesquita Filho (Foz do Chopim), com 44 MW, redenção energética do sudoeste e oeste do Estado do Paraná.

¹ Raking 500 Maiores do Sul: <https://amanha.com.br/500maiores/#100maioresparana>

- 1971** Foi inaugurada a Usina Governador Parigot de Souza, inicialmente conhecida como Capivari-Cachoeira. É, atualmente, a maior central subterrânea do sul do Brasil e possui potência de 260 MW. No momento da sua inauguração, era a principal unidade geradora da Copel e a maior usina em funcionamento no sul do Brasil, passo definitivo na constituição de uma infraestrutura energética capaz de suportar e acelerar o desenvolvimento paranaense.
- 1973** A Copel incorporou a Companhia Força e Luz do Paraná, a Companhia Prada de Eletricidade e a Empresa de Eletricidade Alexandre Schlemm.
- 1974** A Copel incorporou a Empresa Elétrica de Londrina S.A.
- 1979** A Companhia ampliou seu campo de atuação, incluindo, além da eletricidade, outros setores energéticos. Neste momento, passou a denominar-se Companhia Paranaense de Energia – Copel. No mesmo ano, foi inaugurado o Centro de Operação do Sistema, o primeiro sistema de supervisão e controle digital do país.
- 1980** Foi inaugurada a Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, anteriormente denominada Foz do Areia. Possui a potência de 1.676 MW, equipada com unidades geradoras que eram à época as maiores existentes no Brasil. A barragem de enrocamento compactado foi a primeira do Brasil e, então, a maior do mundo deste gênero. Com sua operação, a geração própria da Copel atingiu 2,9 bilhões de kWh, contra 1,9 bilhões de kWh do ano anterior.
- 1986** Em outubro de 1986, a Copel alcançou a marca de 1.500.000 consumidores.
- 1987** A Copel elaborou, para a Usina Hidrelétrica de Segredo, o primeiro Estudo de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) do setor elétrico brasileiro.
- 1990** Neste período, houve no Estado do Paraná um intenso crescimento do mercado de energia, exigindo esforços cada vez maiores para atender à demanda da população. Foram elaborados novos projetos, destacando-se o início do empreendimento da Usina Hidrelétrica de Segredo e a concessão para construir a Usina Hidrelétrica de Salto Caxias, ambas consolidadas na década de 90.
- 1992** Em setembro deste ano, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica Governador Ney Aminthas de Barros Braga (“UHE GNB”), anteriormente denominada de Usina Hidrelétrica de Segredo. A usina possui a potência de 1.260 MW, tendo reduzido a dependência paranaense de energia comprada de outros Estados.
- 1994** Copel abriu o seu capital na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa).
- 1997** Foram lançadas ações da Copel na Bolsa de Valores de Nova Iorque no valor equivalente a US\$ 580 milhões. A Copel foi a sexta companhia brasileira e a primeira do setor elétrico nacional a ter suas ações negociadas na referida bolsa de valores.
- 1998** A Copel obteve autorização da Agência Nacional de Telecomunicações (“ANATEL”) para prestar serviços especializados em telecomunicações. A Copel comprou 35% do capital social da Sercomtel Telecomunicações S.A.

- 1999** Entrou em operação a Usina Hidrelétrica Governador José Richa, anteriormente denominada de Salto Caxias. É uma das usinas mais importantes da Copel e possui capacidade de 1.240 MW de potência.
- 2001** Antes de 2001, a Copel operava como uma companhia integrada que atuava na geração, transmissão e distribuição de energia e demais atividades correlatas. Para aderir às modificações da Resolução da ANEEL nº 258, de 04 de julho de 2001, a Companhia, em julho de 2001, realizou uma reestruturação societária, que teve como resultado a transferência de suas operações de geração, transmissão, distribuição e telecomunicações para quatro subsidiárias integrais, enquanto seus investimentos em outras empresas foram transferidos para uma quinta subsidiária integral.
- Entrou em funcionamento a primeira célula a combustível a operar no Hemisfério Sul, para suprir o Centro de Processamento de Dados - CPD da Copel, em Curitiba. Foi criada a Copel Telecomunicações S.A. ("Copel Telecomunicações"), que hoje possui fibra óptica em todos os municípios do Estado do Paraná.
- 2002** Inaugurada a Usina de Gás de Araucária (UEGA), com 469 MW de capacidade instalada. Em junho, as ações da Copel começaram a ser negociadas na comunidade econômica europeia, na Latibex, bolsa de valores sediada em Madrid na qual os títulos de empresas latino-americanas são negociados em euros.
- 2005** Inaugurada a Usina Hidrelétrica de Santa Clara, no rio Jordão, com 120 MW de capacidade instalada.
- 2006** Inaugurada a Usina Hidrelétrica de Fundão, no rio Jordão, com 120 MW de capacidade instalada.
- 2007** Em 2007, para cumprir com a legislação do setor elétrico, a Companhia dividiu os ativos do seu negócio de transmissão (Copel Transmissão S.A.) entre o negócio de distribuição (Copel Distribuição S.A. ("Copel Distribuição")) e o negócio de geração (Copel Geração S.A.). A Companhia renomeou esta última para Copel Geração e Transmissão S.A. ("Copel GeT").
- 2008** As usinas de propriedade da Elejor (Santa Clara e Fundão) recebem autorização da Organização das Nações Unidas ("ONU") e tornaram-se as primeiras hidrelétricas no Brasil a poderem comercializar certificados de Créditos de Carbono. As ações da Copel passaram a integrar oficialmente o Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa.
- 2011** A Copel adquiriu quatro parques eólicos no Rio Grande do Norte, com potência instalada de 94 MW.
- 2012** A Copel passou a atender a todos os municípios paranaenses com rede digital. O Estado do Paraná foi o primeiro Estado a alcançar a marca de 100% digital. Além disso, foi inaugurada a Usina Hidrelétrica de Mauá, no rio Tibagi, com 361 MW de capacidade instalada.

- 2013** A Companhia adquiriu onze parques eólicos localizados no Estado do Rio Grande do Norte, que entraram em operação no início de 2015. Também foi inaugurada a Pequena Central Hidrelétrica Cavernoso II, com 19 MW de capacidade.
- No mesmo ano, a Companhia foi reorganizada para melhorar a eficiência da sua estrutura corporativa e reduzir seus custos operacionais. Neste ano, foi criada a Copel Renováveis S.A., uma subsidiária integral da Copel, tendo por principal finalidade aumentar a participação de fontes alternativas de energia renováveis na matriz energética do Grupo Copel de forma rentável e sustentável.
- 2014** Dando continuidade à estratégia de expansão de seus negócios, a Copel chegou a 10 Estados brasileiros com empreendimentos de geração e transmissão, primando pela eficiência e excelência técnica. Entre os novos projetos de geração, destacaram-se 28 centrais eólicas em cinco complexos no Rio Grande do Norte (RN).
- 2015** Em 25 de novembro de 2015, foi arrematada a Usina Hidrelétrica Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza – GPS, no Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”). A usina tem capacidade instalada de 260 MW. Entrada em operação de 15 parques eólicos, com capacidade instalada de 330,5 MW. Em dezembro de 2015, a Companhia assinou o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica da Copel Distribuição, o qual prorroga a concessão até 07 de julho de 2045.
- Neste mesmo ano, os ativos eólicos da Companhia foram transferidos para a subsidiária integral Copel GeT.
- 2016** Foi alterado o Estatuto Social da Copel Participações S.A. a fim de alterar seu objeto social e denominação para Copel Comercialização S.A. (“Copel Comercialização”). Essa subsidiária tem como principal atividade a compra e venda de energia e prestação de serviços de gestão no mercado livre de energia para seus clientes. A reestruturação que criou a Copel Comercialização foi realizada com objetivo de fortalecer o posicionamento da Copel no mercado de energia e melhorar sua eficiência, permitindo maior agilidade e flexibilidade na venda de energia no mercado livre.
- Entrada em operação de 1.678 km de linhas de transmissão e duas subestações.
- 2017** A Copel foi escolhida pela ONU para coordenar o escritório do Programa Cidades do Pacto Global na Região Sul do Brasil. O anúncio foi feito em Nova York, durante a Cúpula de Líderes do Pacto Global realizada dia 22 de setembro de 2017.
- A partir de 1º de setembro de 2017, com a finalidade de otimizar a gestão das atividades operacionais, a Companhia iniciou o processo de reestruturação organizacional da subsidiária integral Copel Renováveis S.A., por meio da incorporação de suas atividades pela Copel GeT.
- A Copel participou, como vendedora, da oferta pública de distribuição secundária de certificados de depósitos de ações (*Units*), representativos cada um de uma ação ordinária e quatro ações preferenciais, de emissão da Sanepar, e alienou a totalidade de Units detidas pela Copel.

2018 A subsidiária integral da COPEL Copel GeT venceu o leilão para construção da PCH Bela Vista, por meio do Consórcio Bela Vista Geração. A PCH Bela Vista, que tem 29 MW de capacidade instalada e garantia física de 16,6 MW, será construída no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do Estado do Paraná.

A subsidiária integral da COPEL Copel GeT arrematou o Lote J do Leilão Eletrobras nº 01/2018, o qual compreende 75% da SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A. O empreendimento, que já estava em operação comercial e correspondia à LT Ivaiporã – Londrina, composta por 120 Km de linha de transmissão e uma RAP de R\$ 32,4 milhões, propiciaria a iminente geração de caixa, tendo sido conquistado por R\$ 105,0 milhões.

A Copel GeT passou a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi.

Em 21 de dezembro de 2018, a Copel foi incluída pela B3 no Programa Destaque em Governança de Estatais e foi a primeira estadual a realizar o feito. O programa foi lançado em 2017 para incentivar a adoção de boas práticas de governança pelas companhias estatais, tais como transparência na prestação de informações.

2019 Em 2019, quatro novas empresas passaram a fazer parte do grupo Copel, alterando a estrutura societária da Companhia com o objetivo de expansão do negócio, conforme detalhado nos parágrafos abaixo.

Em março de 2019, a SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A. se tornou subsidiária integral da Copel GeT.

A subsidiária integral da Companhia Copel GeT venceu o leilão de geração de energia nova A-6, em 18 de outubro de 2019, e vendeu 14,4 MW médios do Complexo Eólico Jandaíra, ao preço de R\$ 98,00/MWh. O montante de energia vendida representou 30% da garantia física, sendo que o restante da energia foi comercializado por meio de contratos no ambiente livre de contratação. O contrato de venda de energia teve início de suprimento em 1 de janeiro de 2025, com prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA. Com um investimento estimado em R\$ 412,0 milhões, o complexo Eólico Jandaíra tem 90,1MW de capacidade instalada e garantia física de 47MWm.

Em 04 de dezembro de 2019, foi constituída a empresa FDA Geração SPE S.A como subsidiária integral da Copel GeT, com a intenção de alienar o seu controle acionário e de transferir o ativo UHE GBM para o enquadramento ao Decreto Federal nº 9.271/2018 (alterado pelo Decreto nº 10.135/2019).

Em 18 de dezembro de 2019, o empreendimento PCH Bela Vista passou a ser 100 % da Copel GeT.

2020

A Copel GeT, em março de 2020, se manifestou perante o Ministério de Minas e Energia – MME pelo enquadramento, nos termos do Decreto Federal nº 9.271/2018, da sua subsidiária SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. Na mesma data, referida SPE assinou junto à ANEEL o contrato de concessão para exploração da UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (“Foz do Areia”), concretizando a transferência de titularidade desta usina da Copel GeT para a respectiva SPE. A manifestação tinha por objetivo possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos para a UHE Foz do Areia, condicionada a um processo de alienação do controle da respectiva SPE, de acordo com as prerrogativas do Decreto Federal acima citado, dentro do prazo de até 18 meses antes do vencimento do contrato de concessão, que foi renovado em 18 de novembro de 2024 por mais trinta anos.

Em maio de 2020, a Copel adquiriu 49% da participação da Solar Paraná GD Participações S.A., que é holding de seis sociedades de propósito específico, que atuam no ramo de geração distribuída: Pharma Solar II Geração Distribuída SPE Ltda., Pharma Solar III Geração Distribuída SPE Ltda., Pharma Solar IV Geração Distribuída SPE Ltda., Bandeirantes Solar I Geração Distribuída SPE Ltda., Bandeirantes Solar II Geração Distribuída SPE Ltda. e Bandeirantes Solar III Geração Distribuída SPE Ltda.

Em junho de 2020, as ações preferenciais classe B (PNB) da Copel (CPLE6) passaram a compor o índice MSCI Brazil e, dessa forma, também passaram a compor os índices MSCI *Emerging Markets* e MSCI ACWI (*All Country World Index*). Os índices MSCI são referência mundial para investidores institucionais, que utilizam os índices como referência para compor a carteira de investimentos dos fundos passivos ao redor do mundo.

Em 09 de novembro de 2020, ocorreu a sessão pública de leilão relativa à alienação de 100% das ações de emissão da Copel Telecomunicações de titularidade da Companhia.

2021

Em 14 de janeiro de 2021, foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações com a Bordeaux Participações S.A., sociedade do grupo econômico do Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, vencedora do leilão, referente à alienação da Copel Telecomunicações. O fechamento da operação ocorreu em 03 de agosto de 2021.

As ações preferenciais categoria “B” da Companhia (CPLE6) foram incluídas na carteira teórica do Ibovespa, que passou a vigorar a partir de 04 de janeiro de 2021, em que permanecem. O Ibovespa é o principal índice de desempenho das ações negociadas na B3 e reúne as empresas mais importantes do mercado de capitais brasileiro.

As ações preferenciais categoria “B” da Companhia (CPLE6) passaram a compor a carteira do Índice Carbono Eficiente (“ICO2”) da B3, com vigência a partir de 04 de janeiro de 2021. O ICO2 demonstra o comprometimento das companhias com a transparência de suas emissões e antecipa a visão de como estão se preparando para uma economia de baixo carbono. A entrada no ICO2 é o reconhecimento das medidas que a Copel vem realizando desde então anos com o objetivo de reduzir o impacto ambiental de suas atividades operacionais. O ICO2 atualmente contempla as ações preferenciais categoria “B” (CPLE6) e as ações ordinárias da Companhia (CPLE3).

Em 11 de março de 2021, foi aprovada a reforma do Estatuto Social da Copel, com destaque para: (i) aplicação integral do reajuste tarifário, (ii) instituição de três comitês de monitoramento da Companhia, quais sejam: Comitê de Investimento e Inovação, Comitê de Desenvolvimento Sustentável e Comitê de Minoritários, (iii) Programa de Units e (iv) adesão ao Nível 2 de governança corporativa da B3, que se tornou eficaz mediante a realização e liquidação de oferta pública de distribuição secundária de ações ou de Units de titularidade do Estado do Paraná e de emissão da Companhia.

Em 17 de março de 2021, o Conselho de Administração aprovou a Política de Investimentos da Companhia, com o objeto de aprimorar a disciplina na alocação de capital, sendo uma ferramenta essencial para a execução das diretrizes estratégicas de crescimento sustentável, geração de valor aos acionistas e perenidade do nosso negócio de energia.

Em 17 de março de 2021, o Conselho de Administração aprovou o Plano de Neutralidade de Carbono com o objetivo de contribuir com os compromissos estabelecidos no Acordo de Paris. O referido Plano de Neutralidade de Carbono visa até 2030 neutralizar a Emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE) para os ativos que a Copel detém controle operacional (conforme conceito estabelecido na metodologia GHG Protocol), por meio da redução e compensação de emissões residuais.

Em 23 de abril de 2021, o Conselho de Administração homologou a conversão de ações e a formação de Units no âmbito do 1º Programa de Conversão de Ações e Formação de Certificados de Depósito de Ações.

2022

Em 06 de outubro de 2022, foi celebrado contrato para a aquisição de 100% dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura detidos à época pela EDP Renováveis Brasil S.A., que totalizavam 260,4 MW de capacidade instalada.

Com antecedência de dois anos em relação aos prazos dos contratos de venda de energia, em 2022, o Complexo Eólico Jandaíra, que reúne 26 aerogeradores, e adiciona 90,1 MW de potência à geração da companhia, entrou 100% em operação.

Em 27 de dezembro de 2022, a Companhia celebrou, por meio da Companhia Paranaense de Gás (Compagas), contrato que renova por 30 anos a concessão referente à exploração do serviço público de fornecimento de gás canalizado, com exclusividade de distribuição, no Estado do Paraná e demais atividades correlatas.

2023

Em 30 de janeiro de 2023, a Copel adquiriu os Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo, no valor atualizado (*Enterprise Value*) de R\$ 1.760,6 milhões, com o pagamento de R\$ 1.005,2 milhões para a EDP Renováveis Brasil S.A. Com a adição dessa capacidade, a fonte eólica da Companhia passou a representar, à época, 17% do portfólio de geração de energia do grupo Copel, beneficiando o seu portfólio com o incremento de energia incentivada e a redução da exposição ao risco hidrológico.

Em 30 de março de 2023, o Ministério de Minas e Energia (“MME”) e o Ministério da Fazenda estabeleceram o valor de outorga de concessão de geração de energia elétrica do conjunto das UHEs Foz do Areia, GNB (Segredo) e Governador José Richa (“UHE Salto Caxias”), no montante de R\$ 3,7 bilhões.

Em 10 de julho de 2023, a Assembleia Geral Extraordinária - AGE aprovou a proposta de reforma do estatuto da Copel, que se tornou eficaz a partir da data de liquidação da oferta pública de ações, em agosto de 2023. As principais alterações estão descritas a seguir:

- Permissão para o Conselho de Administração aprovar o aumento do capital social, entre outras possibilidades, com a finalidade de colocação mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública de novas ações ordinárias;
- Criação e emissão de ação preferencial de classe especial de titularidade do Estado do Paraná (Golden Share);
- Criação de limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas exerça votos correspondentes a mais de 10% do total de votos conferidos pelas ações com direito a voto em cada deliberação;
- Inclusão de dispositivo estatutário de proteção à dispersão acionária (*poison pill*), de forma que o acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 25% do capital votante da Copel deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 100% superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à aquisição, atualizada pela Selic, enquanto quem ultrapassar 50% deverá ofertar por valor, no mínimo, 200% superior sob os mesmos critérios; e
- Exclusão dos dispositivos previstos pela Lei das Estatais (Lei 13.303/16).

Em 11 de agosto de 2023, ocorreu a liquidação financeira de oferta base secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta base primária de novas ações da Copel, resultando na transformação da Companhia em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador. Com a liquidação da Oferta Base, o Estado do Paraná reduziu sua participação nas ações com direito de voto, de modo que a Copel deixou de ser sociedade de economia mista integrante da administração pública indireta do Estado do Paraná e de se sujeitar às disposições previstas na Lei das Estatais.

Em 18 de outubro de 2023 a Companhia anunciou o resultado do Programa de Demissão Voluntária de 2023 ("PDV" ou "Programa"), em que foram efetivadas 1.438 adesões. O programa foi parte integrante da gestão estratégica para criação de valor, da aceleração da transformação digital e representou mais um passo na melhoria contínua de eficiência operacional da Companhia.

Em 14 de dezembro de 2023, a Companhia celebrou, com a Âmbar Energia S.A., contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) da participação societária total de 81,2% na UEG Araucária ("UEGA"), tendo sido a venda concluída em 2024. O desinvestimento desse ativo fez parte do processo de descarbonização da matriz de geração, fortalecendo os pilares para a perenidade e o crescimento sustentável dos negócios, além de estar aderente ao Planejamento Estratégico Empresarial da Copel – Visão 2030.

Em 18 de dezembro de 2023, foi aprovado o desfazimento do Programa de Units da Companhia, que resultou cancelamento dos certificados de depósito de ações ("Units") (CPLE11) e a consequente entrega das 5 (cinco) ações de emissão da Companhia subjacentes a cada Unit, sendo 1 (uma) ação ordinária (CPLE3) e 4 (quatro) ações preferenciais classe "B" (CPLE6), preservando aos titulares das Units os mesmos direitos, vantagens e restrições dessas ações.

2024

Em 25 de janeiro de 2024 a Companhia formalizou acordo envolvendo determinado processo arbitral, que teve início em 2015 e que tramita em sigilo no Centro de Arbitragem e Mediação Brasil-Canadá. Os pleitos do litígio alcançavam cerca de R\$ 3 bilhões, mas após as partes transigirem chegaram ao consenso, que dá quitação geral e recíproca entre elas, mediante o pagamento, pela Companhia, do montante total de R\$ 672 milhões, em duas parcelas, sendo a primeira em 31 de janeiro de 2024 e a última, devidamente atualizada, até 31 de março de 2025, cujos pagamentos foram devida e tempestivamente realizados.

Em 26 de janeiro a Companhia recebeu o prêmio Subnational Deal of the Year pela revista LatinFinance, como reconhecimento do processo da transformação da COPEL em corporação com capital disperso e sem acionista controlador, que ocorreu em 2023. A LatinFinance é uma importante fonte de inteligência sobre mercado financeiro e economias da América Latina e do Caribe e mantém a editoração de uma revista desde 1988 que, atualmente, é publicada em 4 edições anuais. O prêmio recebido pela Companhia é baseado em indicações de participantes especialistas do mercado de capitais que leva em conta fatores como inovação, timing, previsão, qualidade da execução e o impacto da transação. Essa conquista reflete o comprometimento, a eficiência e a eficácia de toda Companhia no conjunto de ações para execução exitosa do processo de Oferta Pública de Ações.

Em 22 de abril de 2024 a 210ª Assembleia Geral Extraordinária da Companhia aprovou a proposta do “Plano de Outorga de Ações Restritas e de Ações Restritas por Desempenho (performance shares) da Companhia” (“Plano”), que tem como participantes administradores e empregados da Companhia e de suas controladas. O Plano faz parte do contexto do aperfeiçoamento das práticas de remuneração dos membros dos órgãos estatutários e de pessoas-chave da Companhia, com o objetivo de i) alinhar a remuneração da alta administração aos objetivos de longo prazo da Copel; ii) atrelar parte da remuneração à geração de valor da Companhia (ILP); iii) fomentar a cultura de meritocracia e alta performance; e iv) reter e atrair novos talentos.

Em 25 de novembro de 2024 foi celebrado Contrato de Compra e Venda de Ações com a Electra Hydra / Intrepid para desinvestimento da Copel em treze ativos de geração de pequeno porte da subsidiária integral Copel GeT, totalizando 118,7 MW de capacidade instalada. O valor total a ser recebido pelo desinvestimento será de R\$ 450,5 milhões, a ser corrigido pela variação do IPCA a partir de 31 de março de 2025 até a data do fechamento. Ainda, compõe a transação uma dívida no valor de R\$ 21,4 milhões com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. O desinvestimento faz parte da estratégia de geração de valor da Companhia, objetivando a melhoria da eficiência operacional do portfólio da Copel GeT e a otimização na alocação de capital do grupo. Adicionalmente, possibilitará o reaproveitamento de profissionais em funções-chave vinculadas aos respectivos ativos, os quais já estão devidamente treinados e qualificados, em substituição parcial aos profissionais que deixarão a Companhia por meio do Plano de Demissão Voluntária (PDV).

Em 1º de julho a Companhia concluiu o desinvestimento da totalidade de suas ações na participação (81,2%) na UEG Araucária para a Âmbar Energia S.A, após cumpridas todas as condições previstas no respectivo Contrato de Compra e Venda de Ações. Em linha com a diretriz estratégica de ter uma matriz energética 100% renovável, o desinvestimento desse ativo foi o maior passo da Companhia nesse sentido, fortalecendo os pilares para a perenidade e o crescimento sustentável dos negócios.

Em 10 de julho de 2024 a Companhia celebrou Contrato de Compra e Venda do Bloco de Controle com a Compass Dois Ltda., subsidiária da Compass Gás e Energia S.A., referente à venda da totalidade das ações representativas de 51% da Companhia Paranaense de Gás – Compagas. O valor de venda foi de R\$ 906,00 milhões referente à sua participação, tendo como data-base 31 de dezembro de 2023, a ser corrigido conforme previsto em contrato. O pagamento ocorrerá em três parcelas, 40% até o fechamento da operação, 30% até 31 de dezembro de 2025 e 30% até 31 de dezembro de 2026. A conclusão da transação ocorreu em 16 de setembro de 2024, após cumpridas todas as condições precedentes e obtidas as aprovações dos órgãos competentes. O desinvestimento faz parte da estratégia da COPEL de focar em seu core business e na descarbonização do seu portfólio.

Em 14 de agosto de 2024 a Companhia concluiu o Programa de Desligamento Voluntário 2023 (“PDV”). Dos 1.437 funcionários com adesão efetivada, 180 deixaram a Companhia até 30 de junho de 2024, 1.078 desligaram-se em 14 de agosto de 2024 e outros 179 empregados, cujas funções foram consideradas de maior criticidade, deixaram a Companhia entre dezembro de 2024 e início de 2025. Nessa fase de sua transformação organizacional, a Copel fez extenso mapeamento de processos e atividades, desenvolvendo um plano detalhado de transferência de conhecimento, mobilidade e promoções internas para substituir os que ingressaram no programa, além da automatização de processos para garantir a transição segura de atividades e os níveis de qualidade dos serviços. O reconhecimento contábil referente às indenizações já fora provisionado em 2023, portanto sem impactos materiais em 2024.

Em 18 de novembro de 2024 a Companhia celebrou, junto ao poder concedente, os contratos que renovam por trinta anos as concessões de geração de energia elétrica das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (“Foz do Areia”), Governador Ney Aminthas de Barros Braga (“Segredo”) e Governador José Richa (“Salto Caxias”), cuja outorga conjunta foi de, aproximadamente, R\$ 4,1 bilhões. Esse marco assegura mais 30 anos da operação de 64% da sua capacidade instalada e reforça o compromisso da Companhia com a perenidade do negócio e a sustentabilidade na geração de energia.

Em 25 de novembro de 2024 o Conselho de Administração da Companhia aprovou a criação do primeiro Programa de Recompra de Ações Ordinárias e Preferenciais Classe B, de emissão própria, visando maximizar a geração de valor para os acionistas por meio de uma gestão de capital eficiente. O Programa de Recompra tem por objetivo a aquisição de ações da Copel para manutenção em tesouraria, cancelamento ou alienação, sem redução da cifra do capital social da Companhia, bem como atender ao plano de Outorga(s) de ações restritas e de ações restritas por desempenho (Performance Shares). As condições e demais características do Programa de Recompra estão descritos, de forma detalhada, na ata da reunião do Conselho de Administração, disponível para consulta nas páginas eletrônicas da Companhia (<https://ri.copel.com>), da CVM (<https://www.gov.br/cvm/pt-br>) e da B3 (https://www.b3.com.br/pt_br/).

Em 12 de dezembro de 2024 a Copel GeT celebrou contrato com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul. A Copel GeT receberá a totalidade dos 49% da participação da Eletrobras na Usina Hidrelétrica Mauá e a totalidade dos 49,9% da Eletrobras na transmissora Mata de Santa Genebra S.A., de maneira que a Copel GeT passará a deter 100% dos respectivos ativos e consolidá-los integralmente em seu balanço. Ainda, a Copel GeT transferirá para a Eletrobras a Usina Hidrelétrica Colíder e adicionalmente pagará R\$ 365,0 milhões à Eletrobras em caixa no fechamento da operação, que está sujeita a mecanismos de ajustes de preço usuais de mercado. A operação tem como data-base 31 de dezembro de 2023, o que inclui a transferência do caixa e dos financiamentos dos três ativos. O fechamento está condicionado ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de operação. A operação em questão trará benefícios imediatos à Copel, gerando ganhos de sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada, bem como permitirá à Copel compensar, imediatamente após o closing, aproximadamente R\$ 170 milhões de prejuízos fiscais contabilizados referentes à impairment de Colíder.

Como resultado da reestruturação iniciada em 2001, a Copel possui, atualmente, quatro principais subsidiárias integrais nos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização, quais sejam: a Copel Geração e Transmissão, a Copel Distribuição, a Copel Comercialização e a Copel Serviços.

Por fim, a Copel possui 100% de participação acionária em diversas outras sociedades de propósito específico, indicadas, conforme aplicável, no item 6.4 deste Formulário de Referência.

Visão geral da companhia

A Copel é uma sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador, criada por meio da Lei Estadual nº 1.384, de 10 de novembro de 1953 e do Decreto nº 14.947, em 26 de outubro de 1954, que teve alguns dispositivos revogados pela Lei Estadual nº 21.272, de 24 de novembro de 2022, aprovada pela Assembleia Legislativa do Estado do Paraná, que possibilitou sua transformação em *corporation*, através da alienação parcial de ações. A empresa é listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (“B3”) (há 31 anos), na NYSE (há 27 anos e sendo a primeira companhia brasileira do setor elétrico listada) e na LATIBEX (há 22 anos), bolsa de valores sediada em Madrid na qual os títulos de empresas latino-americanas são negociados em euros.

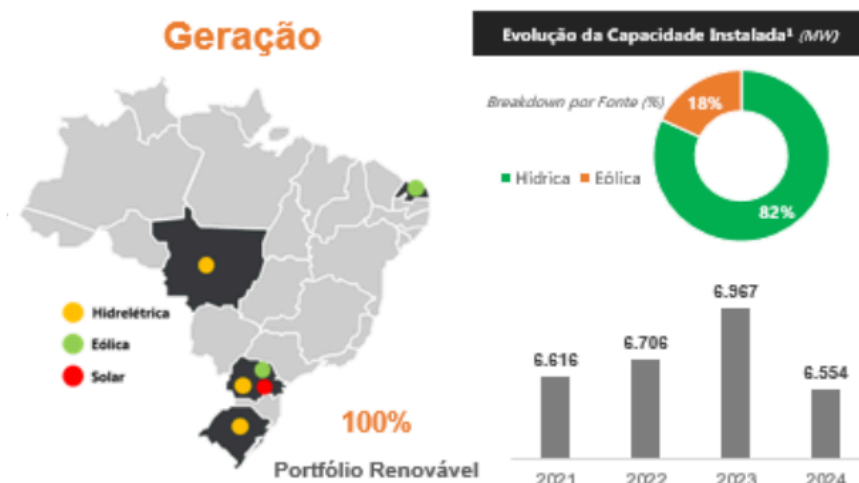
A Companhia é uma empresa integrada, que atua nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. A operação de Distribuição está presente em 10 estados brasileiros, sendo uma das maiores companhias elétricas do Brasil, com forte perfil de negócios, diversificação e relevância de seus ativos operacionais, que preza pela preservação e otimização do valor econômico de longo prazo da organização. A Copel Distribuição, subsidiária integral da Copel, é a maior distribuidora do Estado do Paraná, atendendo 394 dos 399 municípios, e possui concessão para distribuição em 1 município do Estado de Santa Catarina.

Nos período de 12 meses correspondente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Companhia gerou um EBITDA de R\$5.530 milhões oriundo de suas operações em continuidade no segmento de Distribuição.

A operação é composta pelos seguintes segmentos:

- **Geração**

O segmento de Geração está presente em quatro estados (Rio Grande do Norte, Mato Grosso, Paraná e Rio Grande do Sul), possuindo um total de 6.553,9 MW de capacidade instalada, 2.921,8 MW médios de garantia física e 74 unidades de geração. A matriz energética da Companhia é composta, nesta data, por 100% de fontes renováveis, sendo 82% hidrelétricas e 18% eólicas, conforme gráfico abaixo:

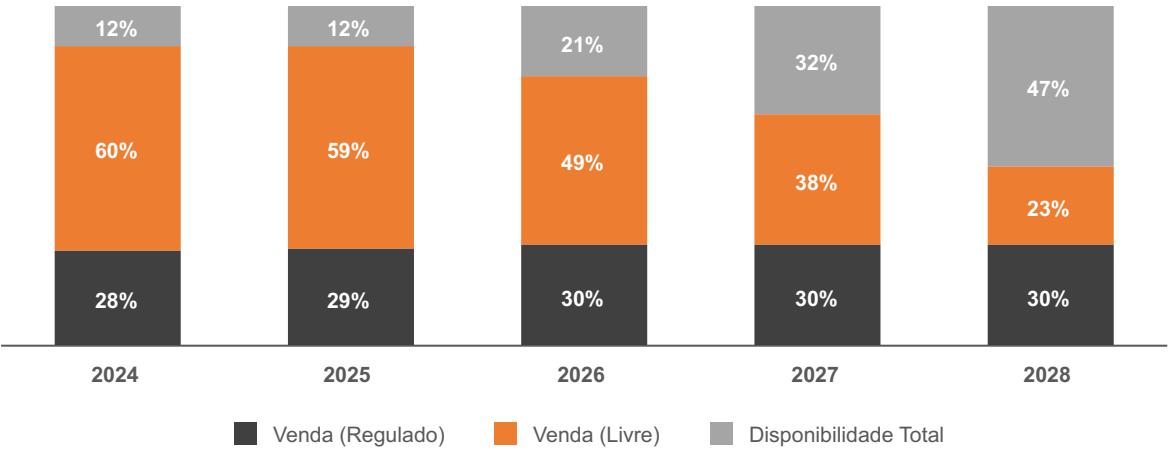


Fonte: Companhia. Nota: (1) Considera valores proporcionais à participação da Copel I; (2) Considera plantas solares.

O segmento de Geração gerou um EBITDA de R\$1.965 milhões no período dos últimos 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Atuamos nos dois ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil, quais sejam: o Ambiente de Contratação Livre (ACL), também conhecido como Mercado Livre de Energia, o qual confere aos seus consumidores a liberdade de negociar a compra de energia com as geradoras e comercializadoras que escolherem, e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) também denominado de Mercado Regulado, no qual a energia é comercializada por meio de leilões regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) e realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Para 2024, o ACR representou aproximadamente 28% da energia contratada, enquanto o ACL representou 60% da energia contratada. A evolução da energia contratada pela Companhia e a disponibilidade nos próximos anos pode ser observada no quadro abaixo:

Energia Contratada
(MV média)



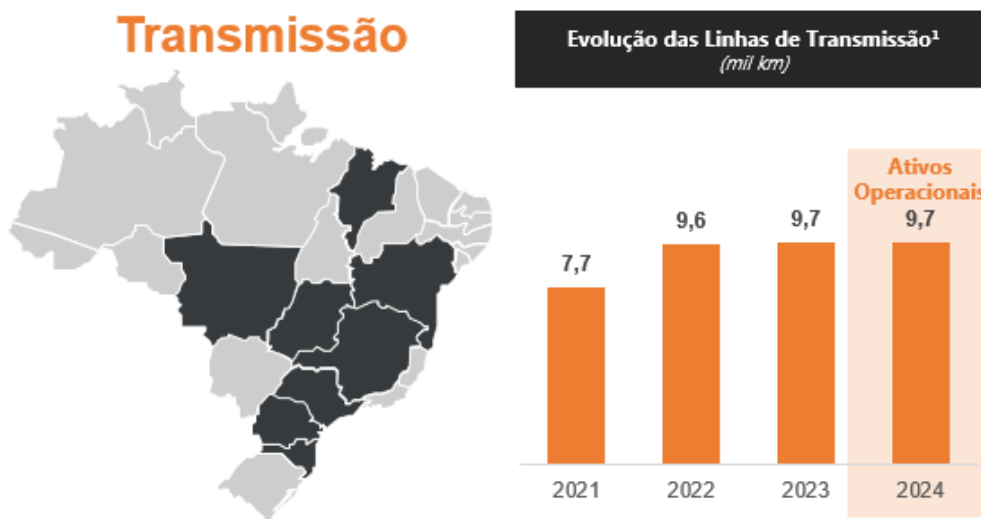
Fonte: Companhia.

• Transmissão

Possuímos mais de 9.684 km de linhas de transmissão em oito estados brasileiros (Maranhão, Mato Grosso, Bahia, Goiás, Minas Gerais, São Paulo, Paraná e Santa Catarina) e 45 subestações, considerando ativos próprios e em parceria com outras empresas. Construímos, mantemos e operamos uma ampla rede de transmissão de energia.

Este segmento possui cerca de 20 anos remanescentes de concessão e uma RAP Ciclo 24/25 de aproximadamente R\$1,6 bilhão¹.

¹ A receita das transmissoras de energia, conhecida como Receita Anual Permitida (“RAP”), é definida por resoluções homologatórias da ANEEL, divulgadas por ciclos anuais (normalmente compreendidos de junho a junho) na Revisão Tarifária Periódica, que estabelece a previsão da RAP para os próximos 12 meses, corrigida pela inflação.



Fonte: Companhia. Nota: (1) Considera valores proporcionais à participação da Copel.

O segmento de Transmissão gerou um EBITDA de R\$1.129 milhões no período dos últimos 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2024.

- **Distribuição**

Somos a quarta maior concessionária de distribuição do Brasil² e a principal distribuidora de energia elétrica do Estado do Paraná, que figura como quarto maior PIB do Brasil e cujo PIB *per capita* é superior à média do país³.

Possuímos uma concessão com prazo remanescente de 22 anos para distribuição de energia no Estado do Paraná, conforme Contrato de Concessão nº 46/1999 e atuamos em uma área de concessão de 194.854 km². Além disso, a Companhia apresenta o Índice de Inadimplência Critério Corporativo de 1,05 (dez/24), que compreende o percentual de pendências de energia de 16 a 360 dias no faturamento de 12 meses da Companhia.

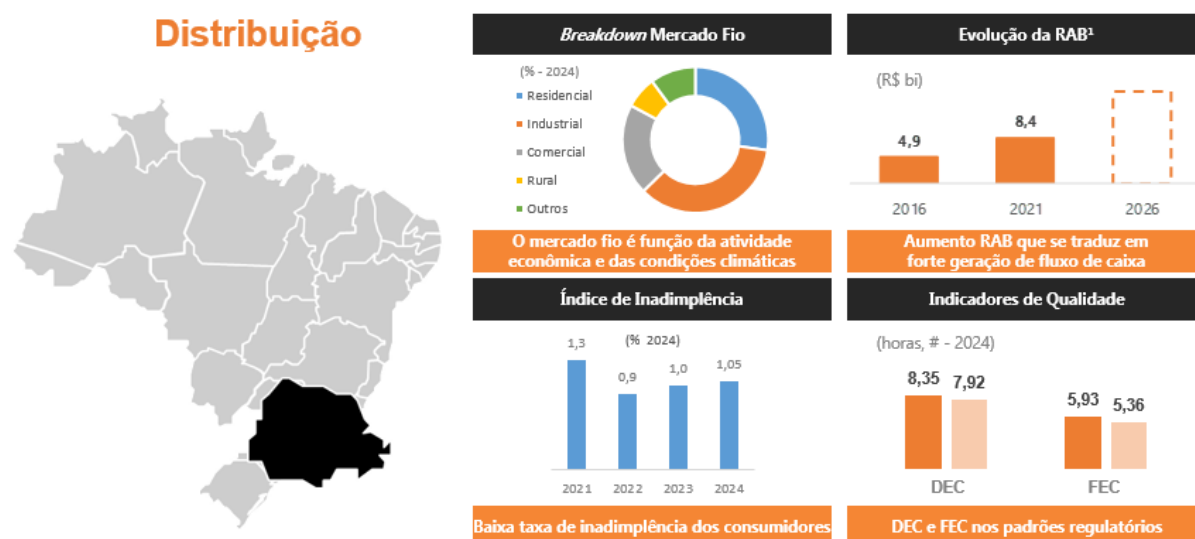
Adicionalmente, dispomos de índices de qualidade suficientes para o cumprimento dos requisitos regulatórios do setor Duração Equivalente por Consumidor (“DEC”), que mede o tempo médio em horas durante o qual os domicílios permaneceram desligados ao longo do ano, e Frequência Média por Consumidor (“FEC”), que informa a quantidade média de desligamentos no ano. Os índices de qualidade DEC e FEC são itens de controle do contrato de concessão da Companhia com o poder concedente, calculados com base nos Procedimentos de Distribuição (“PRODIST”) constantes do Módulo 8, item 176 do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956 da ANEEL, de 07 de dezembro de 2021.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, o DEC foi de 7,92 (com o limite regulatório de 8,35) e FEC de 5,36 (com o limite de regulatório de 5,93), atendendo, portanto, aos patamares regulatórios.

² De acordo com a lista divulgada pela ANEEL de energia consumida no Brasil.

³ De acordo com IBGE e IPARDES.

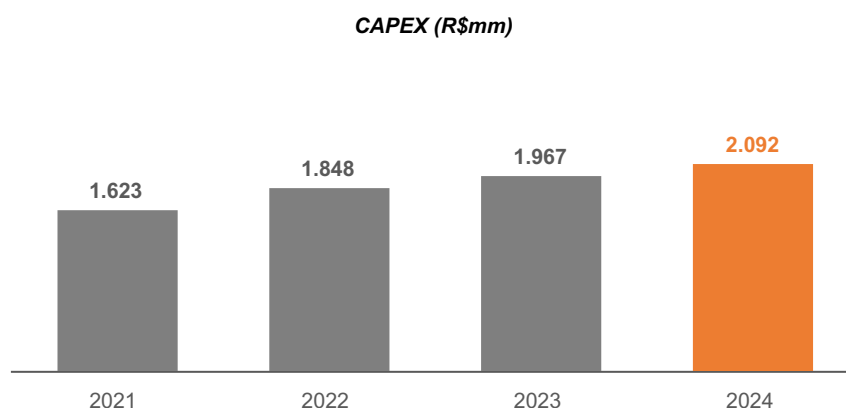
A presença geográfica, a evolução dos índices de inadimplência, os indicadores DEC e FEC e a RAB⁴ do segmento de distribuição podem ser verificados nos gráficos abaixo:



Fonte: Companhia. Nota: (1) Valores nominais

O segmento de Distribuição gerou um EBITDA de R\$ 2.574,5 milhões no período dos últimos 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Estamos investindo constantemente na nossa rede de distribuição para crescermos de forma orgânica. No último ciclo tarifário, compreendido entre julho de 2016 e dezembro de 2020, a nossa RAB aumentou 71,4%⁵, de R\$ 4,9 bilhões para R\$8,4 bilhões. O nosso Capex histórico, com objetivo de crescimento orgânico, pode ser observado no gráfico abaixo:



Fonte: Companhia

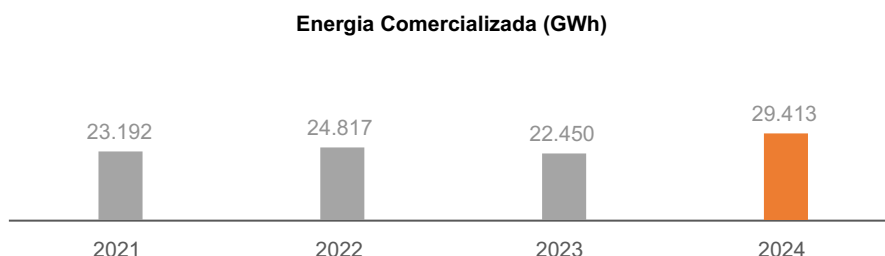
⁴ Base de Ativos Regulatórios (Regulatory Asset Base).

⁵ Em valores correntes.

- **Comercialização de Energia**

Somos pioneiros na comercialização de energia no Mercado Livre de Energia, sendo a primeira companhia a vender energia para consumidores livres brasileiros na década de 1990, tendo conseguido manter nossa relevância como um dos principais comercializadores nessa modalidade. Com o benefício da estrutura integrada de uma das maiores empresas do setor elétrico do país, oferecemos aos nossos clientes acesso simplificado a serviços e soluções, modelos flexíveis e personalizados de energia, além de gestão às empresas em todas as etapas de qualificação e compra da energia na modalidade. Somamos mais de 1,4 mil clientes em 22 estados do Brasil e comercializamos mais de 29.413 GWh nos últimos doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2024.

O segmento de comercialização de energia da Copel segue sendo um dos mais atuantes do Brasil no ACL com crescimento contínuo. Segue abaixo o histórico de energia vendida:



Fonte: Companhia

O segmento de Comercialização gerou um EBITDA de R\$16,6 milhões nos 12 meses correspondentes ao exercício social de 2024.

Processo de se tornar uma Corporação

Estamos constantemente em busca de melhorias na nossa governança corporativa, e, em novembro de 2022, o Governo do Estado do Paraná, na qualidade de então acionista controlador, anunciou a intenção de transformar a Copel em uma companhia de capital disperso e sem acionista controlador ("Corporação"). Abaixo listamos os principais marcos deste processo, concluído em 2023:

- **Novembro de 2022:** a Lei Estadual nº 21.272 de 24 de novembro de 2022 ("Lei 21.272"), foi aprovada pela Assembleia Legislativa do Estado do Paraná com o intuito de transformar a Copel em uma Corporação;
- **Dezembro de 2022:** tendo em vista que, nos termos do Decreto nº 9.271, de 25 de janeiro de 2018, conforme alterado, a transformação da Copel em uma Corporação permitiria à Companhia renovar integralmente as concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga ("Segredo") e Governador José Richa ("Salto Caxias"), a Copel anunciou um estudo para tais renovações e divulgou a sua intenção em realizar uma potencial oferta pública de distribuição de ações ("Oferta") para captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. Adicionalmente, o Estado do Paraná solicitou a contratação única de assessores e consultores, visando eficiência e otimização de custos;

- **Janeiro de 2023:** a Copel celebrou Acordo Coletivo de Trabalho referente ao período de 2022/2024 e anunciou a contratação de assessoria especializada para a estruturação da Oferta para transformação da Copel em Corporação;
- **Abril de 2023:** definição do pagamento da outorga das Usinas Hidrelétricas Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias pela Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia (“MME”) e do Ministério da Fazenda nº 01, de 30 de março de 2023, no valor de R\$3,7 bilhões, a título de cessão onerosa. Nesse mesmo contexto, foram aprovadas a revisão das garantias físicas das UHEs, condicionadas à vigência do novo contrato de concessão (Portaria do MME nº 2.107/SPTE/MME/2023);
- **Maio de 2023:** solicitação de aprovações gerais para implementação da Oferta, incluindo pedidos de *waivers* dos debenturistas da Copel e/ou de outros credores. Também foi dado início aos trabalhos de avaliação e diligência da Copel e de assessores especializados. Após conclusão da avaliação da Copel, tal avaliação foi encaminhada ao então acionista controlador da Companhia e ao Tribunal de Contas do Estado do Paraná (“TCE-PR”) para análise⁶;
- **Julho de 2023:** aprovação da proposta de reforma do Estatuto Social da Copel em Assembleia Geral Extraordinária, cuja redação entrou em vigência após a transformação da Copel em Corporação; e
- **Agosto de 2023:** liquidação financeira de oferta base secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta base primária de novas ações da Copel, resultando na transformação da Companhia em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador.

Os principais pontos referentes à organização societária e governança corporativa presentes no Estatuto Social da Copel e/ou na Lei 21.272 para a transformação da Companhia em Corporação estão elencados abaixo:

- O poder de voto de qualquer acionista ou grupo de acionistas, inclusive do Estado do Paraná, é limitado a 10% das ações em que se dividir o capital votante;
- É vedada a celebração de acordos de acionistas visando a regular o exercício do direito de voto em número superior ao correspondente ao percentual de 10% da quantidade total de ações em que se dividir o capital votante da Companhia;
- A Copel é obrigada a manter sua sede no Estado do Paraná;
- O estatuto social da Copel também possui uma cláusula de *Poison Pill*, prevendo que nos casos de alienação de 25% ou 50% do capital social votante da Companhia, haverá obrigação de lançamento de oferta pública de aquisição de ações com prêmio de 100% e 200%, respectivamente; e

⁶ O TCE-PR é o órgão responsável pela fiscalização do uso do dinheiro público, do Estado e dos Municípios paranaenses, em complemento à atividade fiscalizadora do Poder Legislativo. Nos termos do Regimento Interno do TCE-PR, também compete ao Tribunal o acompanhamento, a fiscalização e a avaliação dos processos de desestatização realizados pela administração pública estadual, compreendendo as privatizações de empresas. Até por conta dessa função fiscalizadora, muito embora não haja previsão regulamentar acerca da necessidade de autorização prévia do TCE-PR para realização da transformação da Companhia em corporação, o TCE-PR recebeu os documentos que embasam jurídica e financeiramente a operação de transformação da Companhia em corporação e discutiu com o Estado do Paraná e com a própria Companhia a condução desse processo, tendo inclusive solicitado os esclarecimentos necessários a respeito das decisões tomadas pelo Poder Executivo do Estado do Paraná nesse âmbito, devendo continuar a realizar sua função fiscalizadora no âmbito dessa operação mesmo após a liquidação da Oferta.

- Criação de uma *Golden Share* que efetivamente concede ao Estado do Paraná, dentre outros poderes, o de veto sobre os planos de Capex da Copel Distribuição a partir do ciclo tarifário de 2021 a 2025, com o objetivo de garantir que a Copel Distribuição invista mais de duas vezes a Quota de Reintegração Regulatória (QRR) daquele mesmo ciclo de Revisão Tarifária Ordinária e/ou, no acumulado, até o final da concessão.

Após a transformação da Copel em Corporação, a Companhia cumpriu com os requisitos para a renovação das concessões das usinas de Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias. A renovação foi concretizada após o pagamento do bônus de outorga, estabelecido pelo MME em 23 de abril de 2023 de R\$3.719,428.214,95 bilhões⁷, conforme o quadro abaixo:

Usinas hidrelétricas	Capacidade Instalada (MW)	COD	Término da Nova Concessão
Foz do Areia	1.676	1980	2053
Segredo	1.260	1992	2053
Salto Caxias	1.240	1999	2053

Fonte: Companhia.

Oportunidades de criação de valor

1. Ativos *premium* renovados

As concessões das três usinas hidrelétricas, sendo elas Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias, cuja outorga conjunta foi de, aproximadamente, R\$4,1 bilhões⁸, foram renovadas junto ao poder concedente por 30 anos. O pagamento da outorga foi realizado com os recursos da Oferta e emissão de dívida. As hidrelétricas são ativos que compõem parte relevante do parque gerador da Copel, somando 4.176 MW de capacidade instalada.

As unidades hidrelétricas Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias estão operacionais e representam aproximadamente 64% da capacidade instalada da Copel.

A renovação demonstra o plano de longo prazo da Copel para seus negócios de geração e seu compromisso em manter sua posição como um líder em energia.



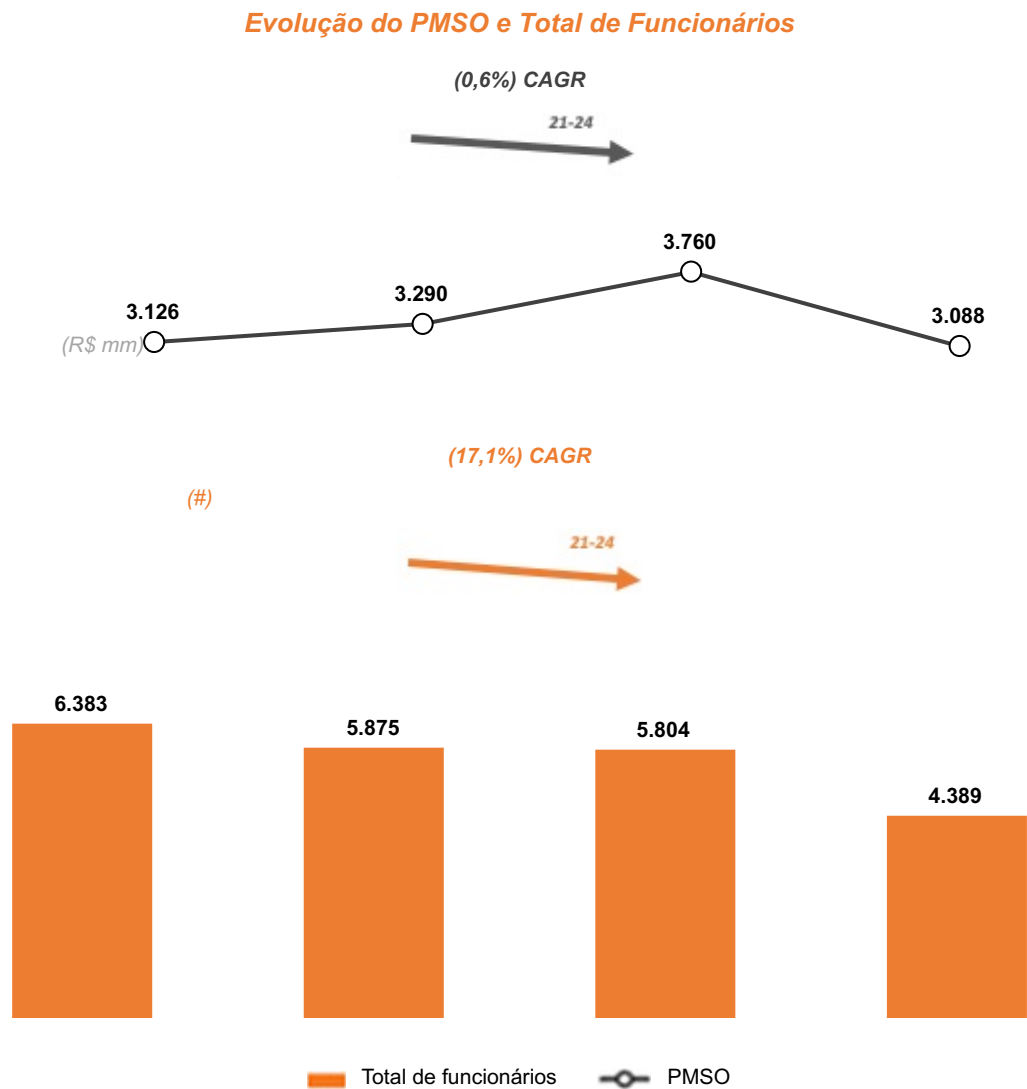
⁷ Data base 31.12.2023.

⁸ Atualizado pela SELIC.

Fonte: Companhia. Nota: (1) Considera a participação na capacidade total instalada da Copel de 6.553,9 MW.

2. PMSO

Entre 2021 e 2024, o quadro de colaboradores foi reduzido em 1.994 colaboradores, atingindo um total de 4.389 colaboradores ao final de 2024. No período entre 2023 e 2024, o PMSO (despesas com Pessoal, Material, Serviços e Outros), diminuiu 9,4%, efeito esse gerado, principalmente, devido: (i) à redução de 1.415 colaboradores em 2024, com o correspondente ajuste na rubrica pessoal; e (ii) ao ganho de alienação de imóveis inservíveis às concessões da Copel GeT e FDA, correspondente outros custos e despesas operacionais. A diminuição em PMSO não foi em percentual superior pois, em contrapartida, verificou-se o aumento: (i) das despesas com serviços de terceiros em razão do aumento nos custos com manutenção do sistema elétrico e instalações, decorrentes da maior quantidade de intervenções na rede de distribuição ocasionadas por intempéries e chuvas do período; (ii) dos custos de construção, refletindo principalmente os investimentos realizados na infraestrutura de distribuição. O gráfico a seguir demonstra a evolução do PMSO:



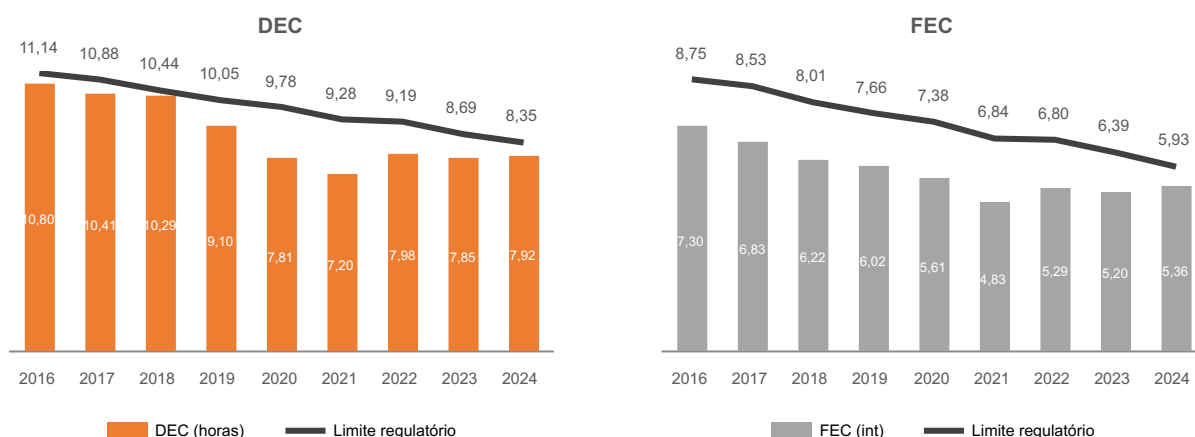
Fonte: Companhia

3. Aumento na eficiência operacional no segmento de Distribuição

a. **Eficiência operacional no segmento de Distribuição**

O nosso DEC em 2024 foi de 7,92 horas e o FEC de 5,36 horas, que mesmo atendendo os patamares regulatórios, ficaram respectivamente 0,9% e 3,07% maiores com relação aos índices realizados em 2023.

A evolução histórica dos índices DEC e FEC encontra-se demonstrada abaixo:



Fonte: Companhia

Estamos otimizando a rede de distribuição rural e as operações em toda a concessão, implementando novos serviços digitais, criando possibilidades de integração com as equipes de geração e transmissão e investindo na rede de distribuição buscando modernizações com vistas à diminuição do DEC e do FEC.

b. **Investimentos em digitalização e novas tecnologias**

Buscamos sempre aprimorar a distribuição e entregar energia de qualidade aos nossos clientes, cientes da crescente demanda por energia e consumidores mais exigentes. Estamos investindo fortemente na otimização do negócio e estimulando a automação dos processos por meio de tecnologias inovadoras, conforme detalhadas abaixo.

- **Projeto Paraná Trifásico**

O Projeto Paraná Trifásico estabelece a substituição de 25.000 km de rede monofásica e bifásica por rede de distribuição trifásica no campo. O projeto garante energia de mais qualidade e com maior segurança ao produtor rural e demais clientes atendidos nessas regiões.

Os novos cabos com capa protetora têm nível de resistência reforçada quando atingidos por galhos de árvores ou outros objetos. O programa também retira os postes antigos do meio das plantações e coloca postes novos nas estradas rurais, o que facilita o acesso dos técnicos, e reduz os custos de operação e manutenção.

Até dezembro de 2024, o projeto já havia entregado mais de 20.540 km de rede reforçada e modernizada. A iniciativa está renovando a rede rural, o que significa mais qualidade e segurança no fornecimento para atender à produção agrícola, um motor econômico do estado do Paraná.

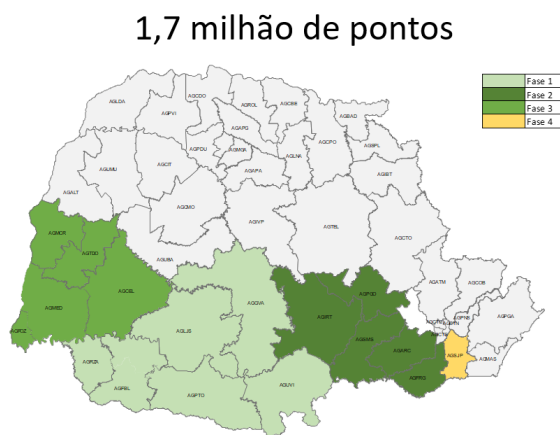


Fonte: Companhia

• Rede Elétrica Inteligente

O projeto Rede Elétrica Inteligente (“REI”) segue cumprindo os prazos planejados. A elevação do sensoriamento remoto e a substituição de medidores eletromecânicos e eletrônicos por equipamentos inteligentes representam um salto sem precedentes na automatização da rede de energia do estado do Paraná. O REI garante mais assertividade na identificação de defeitos e reduz a indisponibilidade do sistema de distribuição, tornando possível um novo modelo de energia que responde às necessidades dos usuários, o que acreditamos ser fundamental para a redução de custos da Copel.

Abaixo, apresentamos o mapa do estado do Paraná com destaque para as três fases do projeto, as datas planejadas para execução da troca de medidores e a quantidade de consumidores atendidos em cada uma das fases do projeto:



Fonte: Companhia

• Digitalização

Os investimentos contemplam a modernização e digitalização da frota de *drones*, que hoje representa a segunda maior frota do Brasil. Os veículos são principalmente usados para realizar inspeção, fiscalização, inventariação, pesquisa de campo e lançamentos de cabos da Copel Distribuição.

Os investimentos também visam à possível integração dos sistemas de geração e transmissão, assim como à otimização das operações localizadas em diferentes estados.

c. Eficiência operacional nos segmentos de Geração e Transmissão

Trabalhamos continuamente no aumento de eficiência operacional nos segmentos de Geração e Transmissão, e possuímos também a capacidade de desenvolver os nossos próprios ativos, como o projeto de ampliação da usina Foz do Areia, que prevê que a potência instalada total da planta passará dos atuais 1.676 MW para 2.536 MW. A casa de força da usina, que possui quatro turbinas, já está totalmente preparada para a instalação de duas novas unidades geradoras, cada uma com 430 MW.

Além de desenvolver nossos próprios ativos, estamos constantemente monitorando o mercado para eventuais aquisições de ativos.

4. Avenidas de crescimento

a. Avenidas de crescimento dentro dos segmentos de atuação

No nosso entendimento, possuímos múltiplas e claras avenidas de crescimento a serem exploradas.

No segmento de Distribuição, podemos crescer de forma orgânica, aumentando os investimentos na rede de distribuição, ou de forma inorgânica, por meio da expansão para novas áreas de concessão.

No segmento de Geração, renovamos as concessões de Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias. Além disso, destacamos o desinvestimento e o descruzamento de ativos e a alienação de imóveis inservíveis. Os projetos contribuem para melhoria da eficiência e sinergia e estão em linha com a diretriz estratégica de descarbonização do portfólio de geração da Copel. Por fim, continuamente consideramos e analisamos leilões e oportunidades de fusões e aquisições (“M&A”).

No segmento de Transmissão, poderemos explorar oportunidades nos próximos leilões de transmissão de energia. Oportunidades de M&A também serão consideradas caso se enquadrem dentro da nossa Política de Investimento.

No segmento de Comercialização, pretendemos permanecer entre as maiores do Mercado Livre de Energia, com foco contínuo no aumento da rentabilidade, para garantir maior acessibilidade ao consumidor.

Adicionalmente, com a transformação em Corporação, a Companhia ganha melhores condições para atuar no ambiente competitivo e desafiador do setor elétrico, com ganhos de eficiência e a possibilidade real de alavancar as condições de investimento.

b. Desinvestimentos de ativos

Efetuamos desinvestimentos em ativos, como, por exemplo, a (i) Compagas, (ii) UEGA, (iii) Ativos de Pequeno Porte e (iv) UHE Colíder, no âmbito de processo de descruzamento de ativos com Eletrobras.

i. Companhia Paranaense de Gás – Compagas

Em 10 de julho de 2024, a Copel celebrou Contrato de Compra e Venda do Bloco de Controle com a Compass Dois Ltda., subsidiária da Compass Gás e Energia S.A., referente à venda da totalidade das ações representativas de 51% da Companhia Paranaense de Gás – Compagas. A operação foi concluída em 16 de setembro de 2024.

O valor de venda foi de R\$ 906,0 milhões referente à sua participação, corrigido conforme previsto em contrato, tendo como data-base 31 de dezembro de 2023, que ocorrerá conforme o seguinte cronograma: i. 40% no fechamento da operação (já ocorrido); ii. 30% até 31 de dezembro de 2025; iii. 30% até 31 de dezembro de 2026.

A transação fez parte da estratégia da COPEL de focar em seu core business e na descarbonização do seu portfólio.

ii. Usina Elétrica a Gás de Araucária (“UEGA”)

Em 14 de dezembro de 2023 a Companhia assinou o Contrato de Compra e Venda de Ações (“CCVA”) da participação societária total de 81,2% na UEGA com a Âmbar Energia, cujo desinvestimento foi concluído em 1º de julho de 2024.

iii. Ativos de Pequeno Porte

Em 25 de novembro de 2024, a Copel GeT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações com a Electra Hydra / Intrepid para desinvestimento em treze ativos de geração de pequeno porte, totalizando 118,7 MW de capacidade instalada. O valor total a ser recebido pelo desinvestimento será de R\$ 450,5 milhões, a ser corrigido pela variação do IPCA a partir de 31 de março de 2025 até a data do fechamento. Ainda, compõe a transação uma dívida no valor de R\$ 21,4 milhões com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.

O desinvestimento trará melhoria da eficiência operacional para o portfólio da Copel GeT e otimização da alocação de capital da Companhia, considerando que a estratégia da Copel se concentra em ativos de maior porte. Adicionalmente, possibilitará o reaproveitamento de profissionais em ativos mais relevantes, os quais já estão devidamente treinados e qualificados. A conclusão do desinvestimento está condicionada à verificação de condições usuais para operações desta natureza, incluindo a aprovação dos órgãos competentes.

iv. UHE Colíder, no âmbito de processo de descruzamento de ativos com Eletrobras

Em 12 de dezembro de 2024, a Copel GeT celebrou contrato com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul por meio do qual acordaram que:

A Copel GeT receberá (i) a totalidade dos 49% da participação da Eletrobras na Usina Hidrelétrica Mauá e, (ii) a totalidade dos 49,9% da Eletrobras na transmissora Mata de Santa Genebra S.A., passando a deter 100% dos respectivos ativos e consolidá-los integralmente em seu balanço.

A Copel GeT transferirá para a Eletrobras a Usina Hidrelétrica Colíder (100% Copel GeT).

Adicionalmente, a Copel GeT pagará R\$ 365,0 milhões à Eletrobras em caixa no fechamento da operação, sujeita a mecanismos de ajustes de preço usuais de mercado. A operação tem como data-base 31 de dezembro de 2023, o que inclui a transferência do caixa e dos financiamentos dos três ativos, e o fechamento está condicionado ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de operação.

A operação em questão trará benefícios imediatos à Copel mediante o fechamento, gerando ganhos de sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada, bem como permitirá à Copel compensar, imediatamente após o fechamento, aproximadamente R\$ 170 milhões de prejuízos fiscais contabilizados referentes a *impairment* de Colíder.

c. Copel Ventures

A Copel Ventures é uma iniciativa para a realização de investimentos estratégicos e financeiros em Companhias do setor. O modelo de *Corporate Venture Capital* faz parte da nossa estratégia para o horizonte 2030, e busca fomentar, com compromisso de aporte de R\$150 milhões a serem investidos ao longo dos próximos anos, propostas inovadoras dentro do setor de energia e que estejam adequadas à diretriz estratégica de aumento de receita, redução de custo e melhora na experiência do cliente.

5. Jornada ESG

Somos uma companhia que prioriza as práticas ESG (*Environmental, Social and Governance* ou Ambiental, Social e Governança). Temos o propósito de ser uma empresa ética e responsável que se consolidou como uma organização que provê energia e soluções para a sociedade, buscando continuamente ampliar a integração das preocupações ambientais, sociais e de governança às suas ações e decisões estratégicas. A reflexão do que a Copel quer realizar nos próximos anos resultou na estratégia que define nossa ambição para perenidade dos negócios e no fortalecimento do nosso desenvolvimento sustentável, orientado em três grandes pilares: descarbonização da matriz energética, integração com escala dos negócios e disciplina na alocação de capital.

A Copel produziu seu primeiro Relatório de Impacto ambiental para uma obra de geração em 1987, e foi 1ª empresa do setor de energia no Brasil a tornar-se signatária do Pacto Global da ONU em 2000. A Companhia promove ações para a disseminação da Agenda 2030 da ONU e a implementação dos ODS do setor elétrico. A Copel aderiu ao Compromisso “Pacto pela Resiliência Hídrica e Energética” e recebeu o Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça do Governo Federal. A Companhia recebeu o Selo Pró-Ética, edições 2018-2019 e 2020-2021, concedido pela CGU e Instituto ETHOS, pela adoção voluntária de medidas de integridade, com reconhecimento público pelo compromisso em implementar medidas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de atos de corrupção e fraude.

Abaixo estão descritas as principais iniciativas de ESG adotadas pela Companhia nos últimos anos:

- **2017:** Criação da Diretoria de Governança, Riscos e Compliance;
- **2018:** Instalação da primeira eletrovia do Brasil; reformulação do canal de denúncias da Copel; e recebimento do Prêmio Viva Voluntário do Governo Federal pelo projeto da Companhia com Instituições Sociais;
- **2019:** Atingiu pontuação máxima no Programa Destaque em Governança de Estatais da B3, participou da priorização dos ODS no setor elétrico e definiu os ODS prioritários para a Copel;
- **2020:** Recebeu o certificado “Pró-Ética”, recebeu o conceito B pela CDP e estabeleceu a Política de Direitos Humanos;
- **2021:** Plano de Neutralidade de Carbono, migração para o Nível 2 de governança da B3, inserção de metas ESG na remuneração variável e criação do Comitê de Desenvolvimento Sustentável (CDS) de assessoramento ao Conselho de Administração;

- **2022:** Revisão do Código de Conduta, adesão ao Movimento de Transparência e ao Movimento Ambição Net Zero, ambos do Pacto Global da ONU. Parceria com a ONU Mulheres no projeto “Empoderando Refugiadas”, em sua primeira edição do sul do Brasil; e
- **2023:** Permaneceu na carteira do ISE B3 e avançou para o A-score do CDP Disclosure Insight Action. Concluiu seu processo de materialidade e realizou a dupla materialidade (análise ESG e a financeira em conjunto). Revisou Políticas Corporativas, Regimentos e Estatutos Sociais, alinhando às melhores práticas do mercado, devido à transformação em corporação. Publicou sua política e fluxo de engajamento com partes interessadas; bem como a Política de Biodiversidade.
- **2024:** Atingiu geração de energia elétrica 100% proveniente de fontes renováveis, em sua maioria de fonte hidráulica. O Relato Integrado da Copel foi identificado como um dos 11 melhores do ano pela iniciativa Reporting Matters. Incluída no S&P Global Sustainability Yearbook 2025, como uma das empresas mais sustentáveis do mundo. Realizou a primeira edição do Curso de Sustentabilidade e a primeira edição da Semana Integrada ESG, bem como revisou seu Código de Conduta.

Para o futuro possuímos planos em todos os aspectos ESG. Na vertente Ambiental, a Copel elaborou seu Plano de Neutralidade de Carbono em 2021, que, nas previsões da Companhia, poderá resultar na redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Escopo 1 e na compensação de emissões residuais até 2030 para os ativos sob controle operacional da Companhia.

Dentro desse plano de neutralidade, a Copel iniciou implementação de frota de veículos elétricos com a modernização elétrica e locação da frota, proporcionando uma maior eficiência e acompanhando as atualizações tecnológicas.

A Copel irá executar esse objetivo com base em quatro etapas:

- Definição de metas;
- Descarbonização;
- Alternativas e oportunidades para compensação (I-REC); e
- Neutralização do carbono intrínseca na estratégia da Companhia.

Na vertente Social, inúmeras atividades foram realizadas junto à sociedade em 2024, com destaque para as oficinas e capacitações dirigidas tanto para o público interno (força de trabalho própria e terceiros) quanto para o público externo (comunidades, instituições sociais e educacionais), nas quais foram abordados temas como direitos humanos, diversidade, meio ambiente, trabalho infantil, saúde, ODS (Objetivos do Desenvolvimento Sustentável). Para tanto, a Companhia continuou priorizando em seus negócios os ODS prioritários para as empresas do setor elétrico que são: energia limpa e acessível, trabalho decente e crescimento econômico, indústria, inovação & infraestrutura, sustentabilidade para cidades e comunidades e ações contra a mudança global do clima, bem como educação de qualidade.

Por último, no âmbito de Governança, a empresa está listada no nível 2 de Governança da B3. A Copel possui Comitês Estatutários de Assessoramento ao Conselho de Administração: Comitê de Auditoria Estatutário (CAE); Comitê de Desenvolvimento Sustentável Estatutário (CDS), Comitê de Investimento e Inovação (CII) e Comitê de Gente (CDG). Além disso, o Conselho de Administração é formado em sua maioria por membros independentes.

Ao longo dos últimos anos, fomos reconhecidos pelo mercado pelas nossas iniciativas em prol da sustentabilidade. Alguns prêmios que ganhamos incluem “Prêmio Melhor Distribuidora de Energia” – Abradee – 1º lugar – 2021, “Melhor Empresa de Energia Elétrica do Brasil” pelo Valor 1000 – 1º lugar – 2022; “Prêmio Melhor Distribuidora de Energia do Sul do Brasil” – Abradee – 1º lugar – 2022; “Prêmio Melhores em Gestão” para a Copel G&T – 1º lugar pela Fundação Nacional da Qualidade Excelência da Gestão – 2023, Prêmio Melhores em Gestão – Categoria Bronze (Copel Hol) - 2024, 1º lugar no Prêmio Abradee Gestão da Inovação - categoria Empresas acima de 500 mil unidades consumidoras - 2024 - Prêmio Abradee, a Copel Distribuição recebeu o prêmio de 2º lugar na categoria de Melhor Concessionária de Distribuição Região Sul acima de 400 mil unidades consumidoras - 2024 - 1º lugar no Prêmio Aneel de Ouvidorias para Distribuidoras na categoria de Grande Porte (Acima de 1 milhão de unidades consumidoras) - 2024 - Prêmio Reclame Aqui - na categoria Concessionárias de Serviço - Grandes Operações - 2º lugar - 2024, Prêmio VOL – Melhores Práticas de Gestão de Voluntariado (Copel Hol) - 2024 e Prêmio Programa Nacional de Qualidade de Vida – Categoria Ouro (Copel Hol) - 2024.

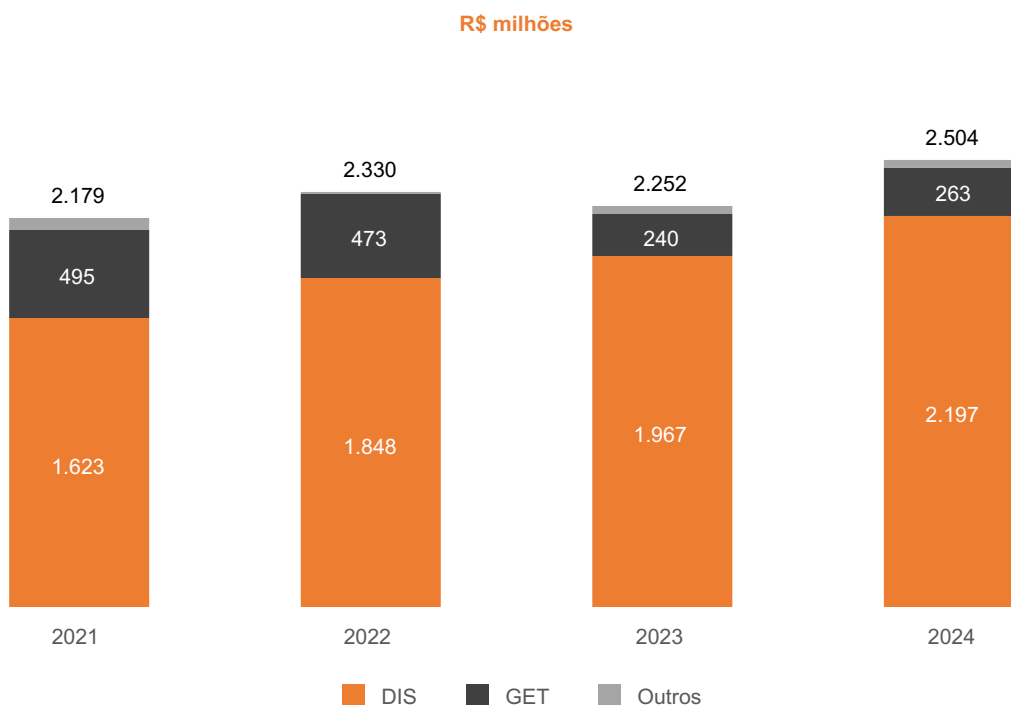
Além disso, em 2024, nosso Relato Integrado da Copel foi identificado como um dos 11 melhores do ano pela iniciativa Reporting Matters e a Companhia passou a integrar o S&P Global Sustainability Yearbook 2025, como uma das empresas mais sustentáveis do mundo.

6. Geração de Valor Sustentável

A gestão financeira da Copel está fundamentada em quatro pilares:

- **Foco em Caixa:** a Companhia busca desinvestimentos de segmentos *non-core*, eficiência operacional, redução de custos e ganhos de escala;
- **Alocação Eficiente de Capital:** política de investimentos clara e definida, melhorias constantes de governança, diversificação de riscos, investimento em RAB, oportunidades de M&A;
- **Estrutura de Capital Balanceada:** investimentos e dividendos visando otimização da estrutura de capital, nível de alavancagem alvo e rating AAA emitida pela Fitch Rating, refletindo, principalmente, nosso perfil de negócios; e
- **Retorno do Capital Investido e Criação de Valor:** política de dividendos estabelecida, *Dividend Yield* compatível e investimentos que potencialmente aumentam o *Enterprise Value* da Companhia e agregam valor aos acionistas e investidores.

No ano de 2024, investimos R\$2.503,8 milhões distribuído entre nossos segmentos de atuação com foco em eficiência e criação de valor. Foram investidos R\$2.196,9 milhões no segmento de Distribuição, enquanto no segmento de Geração e Transmissão foram investidos R\$263 milhões.



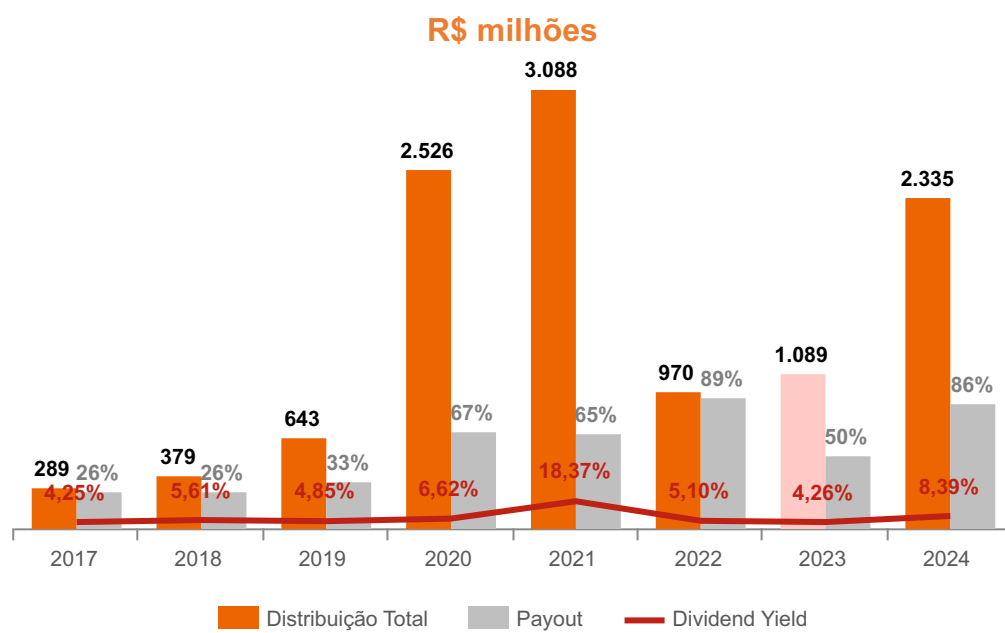
Fonte: Companhia.

Na visão da Companhia, a sua forte geração de fluxo de caixa e o robusto processo de seleção de oportunidades permitem uma alocação eficiente de capital.

Política de Dividendos

A Política de Dividendos da Copel estabelece as diretrizes para a distribuição de proventos aos acionistas por meio de dividendos e/ou juros sobre capital próprio. Para o cálculo dos Dividendos Regulares são utilizados parâmetros financeiros definidos no final de cada exercício, conforme o índice de alavancagem financeira, com o objetivo de preservar a capacidade de investimento sustentável da Companhia. A periodicidade de pagamento é de ao menos dois eventos durante cada exercício.

No ano de 2024, a distribuição de dividendos para os acionistas representou um total de 58,47% do lucro líquido do exercício e 60,78% do lucro líquido ajustado. Adicionando os valores de proventos distribuídos com base em lucro de exercícios anteriores, a distribuição de dividendos representou 83,11% do lucro líquido do exercício e 86,41% do lucro líquido ajustado (“*Payout*”) e o equivalente a 8,39% do preço da ação no mesmo período considerando o preço de fechamento ponderado pelo volume de ações do exercício (“*Dividend yield*”).



Fonte: Companhia

(a) Produtos e serviços comercializados

As receitas provenientes das atividades da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 provêm das seguintes atividades, desempenhadas por suas subsidiárias integrais, controladas, coligadas e consórcios, conforme aplicável: (i) geração de energia; (ii) transmissão de energia; (iii) distribuição de energia; (iv) comercialização de energia; (v) gás (embora os ativos do segmento tenham sido alienados em 2024, a Companhia apresenta informações sobre receita e lucro auferidas neste segmento até a alienação) e (vi) holding e outros. Segue abaixo uma descrição dos principais segmentos de negócios da Companhia.

Geração e Transmissão de Energia

• Geração

No período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2024, considerando apenas as empresas nas quais a Copel detém participação acionária de 100,0% e os consórcios com 51,0% e 30,0% da energia gerada pelas usinas hidrelétricas Governador Jayme Canet Junior (antiga Mauá) e Baixo Iguaçu, respectivamente (correspondendo à participação que se detém em cada um desses ativos), a Companhia operou e vendeu energia através de 20 (vinte) usinas hidrelétricas, 43 (quarenta) usinas eólicas e 1 (uma) usina termelétrica, com uma capacidade instalada total de 6.308 MW. A garantia física totalizou uma média de 2.795 MW em 2024. A geração de energia varia em razão de condições hidrológicas e em razão das políticas operativas utilizadas no despacho centralizado do ONS (Operador Nacional do Sistema), que visa a otimização global da operação do sistema considerando os recursos disponíveis.

Para fins comparativos, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, foram gerados 28,148 GWh, 25.299 GWh e 17.606 GWh, respectivamente.

Os dados de potência e geração contemplam na integralidade a UHE Governador Parigot de Souza, que se encontra atualmente sob regime de alocação de cotas de garantia física com 70% da energia destinada as distribuidoras, conforme Contrato de Concessão nº 03/2016, assinado em 05 de janeiro de 2016 entre a Copel e a União.

Além das unidades citadas acima, em 2024 a Copel possuía participação em quatro empreendimentos de geração de energia elétrica e um empreendimento de geração de energia termelétrica em fase operacional com capacidade instalada total de 884,98 MW, sendo 605,106 MW integral ajustados referentes à participação da Copel, conforme demonstrado a seguir:

Usina	Capacidade Instalada MW (100%)	Garantia física MW (100%)	Participação da Copel	Vencimento da Concessão (Extensão)
Complexo Elejor (Santa Clara e Fundão) ¹	240,3	128,1	70,0%	Mai e Junho de 2040
Complexo Elejor (Santa Clara e Fundão I)	6,08	4,9	70,0%	Dezembro de 2032
Dona Francisca ²	125	72,5	23,0%	Setembro de 2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim) ³	29,1	20,39	35,8%	Julho de 2034
UTE Araucária ⁴	484,5	365,2	Copel 20,3% Copel GeT 60,9%	Dezembro de 2029

¹Resolução Autorizativa no. 11.345/2022

²Resolução Autorizativa no. 11.345/2022

³Resolução Autorizativa no. 14.896/2023

⁴Resolução Autorizativa no. 11.132/2022

Com a venda de Araucária, a Copel passa a ter participação em três empreendimentos de geração com capacidade total de 400,48 MW, sendo 211,68 MW integral ajustados referentes a participação da Copel.

A Copel possui também 49% de participação no Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva em contratos de 20 anos com início de suprimento em julho de 2015, conforme as informações detalhadas na tabela a seguir para o exercício de 2024:

Empreendimento	Capacidade Instalada¹ (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Preço²	Início de Suprimento	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Voltalia – São Miguel do gostoso I Participações S.A.							
Carnaúbas	27,0	13,1	210,16	jul-15	49% COPEL 51% Voltalia	São Miguel do Gostoso (RN)	08.04.2047
Reduto	27,0	14,4					15.04.2047
Santo Cristo	27,0	15,3					17.04.2047
São João	27,0	14,3					26.03.2047
Total	108,0	57,1	210,16				

¹ A capacidade instalada prevista no Leilão foi alterada de acordo com as características dos equipamentos da Acciona Windpower, respeitando o volume de energia vendido.

² Preço atualizado até dez/24 (referência nov/24). Fonte CCEE

Considerando a capacidade instalada de todas as empresas de geração em que a Companhia possui participação, sua capacidade instalada proporcional total é de 6.967 MW em 31 de dezembro de 2024.

A geração de energia elétrica nas usinas da Companhia é supervisionada, coordenada e operada pelo Centro de Operações de Geração e Transmissão, localizado na cidade de Curitiba. Esse centro de operações é responsável por coordenar as operações relacionadas a aproximadamente 100% de capacidade total instalada da Companhia, incluindo algumas das plantas nas quais detém participação parcial.

• Transmissão

O sistema de transmissão da Copel é formado em grande parte por ativos de 230 kV ou mais, complementados por uma pequena parcela de ativos de 69 kV e 138 kV, caracterizados como rede básica de fronteira, que são usados para conexão com as distribuidoras, transmitir a eletricidade gerada e a energia que é recebida de outras fontes. Além de utilizar suas linhas de transmissão para fornecer energia aos clientes no Estado do Paraná, a Copel também transmite energia por meio do Sistema Interligado Nacional. A Companhia, como todas as outras empresas proprietárias de instalações de transmissão, é obrigada a permitir o acesso de terceiros a suas instalações de transmissão em troca de remuneração em um nível estabelecido pela ANEEL.

A Copel conta com mais de 9,6 mil km de linhas de transmissão em nove estados brasileiros, considerando ativos próprios e em parceria com outras empresas. Além de construir, manter e operar uma ampla rede de transmissão de energia própria, a Copel presta serviços para empreendimentos de outras concessionárias com a qualidade de quem acumula mais de 60 anos de experiência no setor.

Distribuição e Comercialização e Energia

Distribuição:

A Copel Distribuição S.A. (“Copel Distribuição”) é responsável pela prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão, bem como prestar serviços correlatos, descritos no Contrato de Concessão nº 046/1999, firmado entre União e a Copel em 24 de junho de 1999, prorrogado até 07 de julho de 2045 por meio do Quinto Termo Aditivo.

A área de concessão da Copel Distribuição inclui 394 dos 399 municípios do Estado do Paraná e um em Santa Catarina (Porto União), o que corresponde a 1.068 localidades e 5,2 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica. A Companhia atende parcialmente os municípios de Guarapuava e Coronel Vívida com seu sistema de distribuição de energia elétrica.

Entre as principais atividades desenvolvidas estão o estudo, planejamento, projeto, implantação, operação e manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A Companhia opera e mantém o sistema de distribuição nos níveis de baixa, média e alta tensão.

A Copel Distribuição conta com 214.770 km de linhas e redes de distribuição, sendo 31.260 km em área urbana, 175.304 km de redes rurais e 7.867 km de linhas de distribuição, conforme dados de 31 de dezembro de 2024.

Mercado Cativo

A quantidade de consumidores cativos faturada pela Copel em 2024 era de aproximadamente 5,2 milhões de consumidores, representando um acréscimo de 1,7% ou 86 mil novos consumidores em relação ao verificado em 2023.

O consumo de energia do mercado cativo em 2024, por sua vez, teve um crescimento de 5,5% em relação a 2023, conforme pode ser observado na tabela abaixo:

Energia Consumida (GWh)	2024	2023	AV(%) 2024/2023
Residencial	9.887	8.888	11,2
Industrial	1.718	1.942	(11,5)%
Comercial	4.782	4.520	5,8
Rural	2.507	2.352	6,6 %
Outros	2.391	2.472	-3,3
Total Cativo	21.285	20.173	5,5

Mercado Fio de Energia	Nº Consumidores / Contratos		
	2024	2023	AV (%) 2024/2023
Mercado Cativo	5.184.322	5.098.006	1,7
Concessionárias e Permissionárias	2	2	—
Consumidores Livres	4.902	3.071	59,6
Concessionárias Fio	5	5	—
Energia distribuída (GWh)	5.189.231	5.101.084	—

- **Mercado Fio (TUSD)**

Em 2024, o consumo do mercado fio (energia distribuída - GWh), que considera todos os consumidores que acessaram a rede da distribuidora cresceu 7,3% em relação a 2023, conforme detalhado no quadro abaixo:

Mercado Fio de Energia	Energia (GWh)		
	2024	2023	AV (%) 2024/2023
Mercado Cativo	21.285	20.173	5,5 %
Concessionárias e Permissionárias	80	89	(10,1)%
Consumidores Livres	14.022	12.737	10,1 %
Concessionárias Fio	922	851	8,3 %
Energia distribuída (GWh)	36.309	33.850	7,3 %

- **Comercialização**

A Copel Comercialização S.A (Copel Mercado Livre) atua na compra e venda de energia elétrica e na prestação de serviços no Mercado Livre de Energia. Criada em 2016, ocupa a 8ª posição entre as comercializadoras do país.

A Companhia possui uma carteira com 1.732 clientes atendidos, em 22 estados brasileiros, atingindo aproximadamente a quantia de 2,6 GW médios de energia comercializados na CCEE, assim, mantendo-se nos mesmos patamares de comercialização do período anterior (redução de apenas 0,094%). Para fins comparativos, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024, 2023 e 2022, foram comercializados 23.371 GWh, 22.450 GWh e 24.817 GWh, e o número de clientes/contratos foi de 1.732, 1.747 e 1.683, respectivamente.

- **Participações:**

A Copel participa, direta ou indiretamente, em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto, em operações em conjunto e em coligadas, que atuam em diversos setores além da área de energia.

(b) Receita proveniente do segmento e sua participação na receita operacional líquida do emissor

As receitas operacionais líquidas provenientes dos segmentos de negócio da Companhia, bem como suas participações na receita total da Companhia, estão apresentadas no quadro abaixo:

Receita Líquida	2024	% Participação	2023	% Participação
Geração	3.477.696	15,4%	4.179.457	19,5%
Transmissão	1.144.481	5,1%	1.096.351	5,1%
Distribuição	17.030.454	75,2%	15.085.707	70,2%
Comercialização	3.568.463	15,8%	4.056.904	18,9%
Gás	562.129	2,5%	978.581	4,6%
Serviços	6.333	0,0%	—	0,0%
Holding	—	0,0%	—	0,0%
(-) Operações intersegmento/reclassificações*	(3.138.520)	-13,9%	(3.917.532)	-18,2%
Consolidado	22.651.036	100,0%	21.479.468	100,0 %

* Contem o saldo de operações intersegmento e reclassificações decorrentes dos processos de desinvestimento da Compagas (segmento Gás) e da UEGA (segmento Geração)

(c) Lucro ou prejuízo resultante do segmento e sua participação no lucro líquido do emissor

Os resultados provenientes dos segmentos de negócio da Companhia, bem como suas participações no lucro (prejuízo) líquido da Companhia, estão apresentados no quadro abaixo:

Lucro/(Prejuízo)	2024	% Participação	2023	% Participação
Geração	474.102	16,9%	1.137.386	48,9%
Transmissão	807.352	28,8%	629.961	27,1%
Distribuição	1.134.022	40,5%	569.120	24,5%
Comercialização	44.084	1,6%	105.550	4,5%
Gás	30.705	1,1%	111.619	4,8%
Serviços	(4.352)	-0,2%	(3.262)	-0,1%
Holding	313.457	11,2%	(223.206)	-9,6%
Consolidado	2.799.370	100,0%	2.327.168	100,0 %

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pela administração considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços produzidos pela Companhia. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exige diferentes tecnologias e estratégias.

Segmentos reportáveis da Companhia:

1. **Geração e transmissão de energia elétrica** - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica, e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia.
2. **Distribuição de energia elétrica** – tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos.
3. **Comercialização** – tem como atribuição a comercialização de energia elétrica e a prestação de serviços correlatos.
4. **Holding e Serviços** - tem como atribuição a prestação de serviços e participação em outras empresas.

Tendo em vista os segmentos de atuação da Companhia, o item (a) contém informações apenas sobre o processo de geração de energia e o item (b) contém informações apenas sobre os processos de transmissão e distribuição de energia.

(a) Características do Processo de Produção

• Geração de Energia

Ativos em Operação

A seguir são apresentadas as principais informações do parque gerador da Copel GeT e a energia produzida referente ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2024:

USINAS	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração* (GWh)	Vencimento da Outorga	Data Fim de Concessão Prorrogada (usina)
Hidrelétricas	4.945,90	2.089,20	24.574,30		
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,00	553,30	6.729,78	19.11.2054	19.11.2054
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,00	552,80	6.982,26	19.11.2054	19.11.2054
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia - FDA)	1.676,00	567,60	6.974,62	19.11.2054	19.11.2054
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) ¹	78,00	31,08	1.142,45	04.01.2046	03.01.2053
UHE GOV. Jayme Canet Júnior (Mauá) ²	184,11	96,14	636,41	03.07.2042	27.05.2047
UHE Guaricana	36,00	16,08	152,15	16.08.2026	21.07.2028
UHE Chaminé	18,00	11,60	111,77	16.08.2026	02.08.2028
PCH Cavernoso II	19,00	10,56	67,78	28.02.2046	06.12.2050
UHE Apucarantina	10,00	6,71	43,17	12.10.2025	27.01.2027
UHE Derivação do Rio Jordão	6,50	5,85	51,44	15.11.2029	21.06.2032
CGH Marumbi	4,80	2,40	28,05	³	—
UHE São Jorge	2,30	1,54	9,45	24.07.2026	—
CGH Chopim I	1,98	1,48	3,40	⁴	—
UHE Cavernoso	1,30	0,96	1,06	07.01.2031	23.06.2033
CGH Melissa	1,00	0,64	2,64	⁶	—
CGH Salto do Vau	0,94	0,57	6,20	⁶	—
CG Pitangui	0,87	0,09	0,60	⁶	—
UHE Baixo Iguaçu ⁵	105,06	51,72	504,98	30.10.2049	03.12.2049
UHE Colíder	300,00	178,10	1.126,05	17.01.2046	30.01.2046
Termelétrica	20,00	17,70	2,29		
UTE Figueira ⁷	20,00	17,70	2,29	27.03.2019	—
Eólica	2,50	0,40	2,70		
Palmas	2,50	0,40	2,70	29.09.2029	—
TOTAL	4.968,40	2.107,30	24.579,28		

¹ Usina Gov. Pedro Viariato Parigot de Souza: 30% da energia destinada ao ACL

² Corresponde à parcela da Copel (51% do empreendimento de 363 MW)

³ Registro conforme Despacho 685/2018

⁴ Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002 e Resolução Aneel nº 5.373/2015

⁵ Corresponde à parcela da Copel (30% do empreendimento de 350,2 MW)

⁶ Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002

⁷ Em processo de renovação da concessão

* Considera consumo interno de geradores

Em relação à concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia submeteu, em 30 de outubro de 2023, ao Poder Concedente o pedido de desistência ao requerimento de prorrogação da concessão da usina e em 27 de fevereiro de 2024, através do Despacho ANEEL 561/2024, a operação comercial da UTE Figueira foi suspensa. Em 09 de dezembro de 2024, solicitou-se à ANEEL a extinção da concessão com a dispensa da reversão dos bens. A solicitação segue em análise.

Adicionalmente, a Copel GeT realiza a operação de uma usina sob o regime de cotas, conforme detalhado abaixo:

USINAS	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	RAG (jul.24 - jun.25) (R\$ milhões)	Vencimento de Outorga	Data Fim de Concessão Prorrogada (usina)	Bonificação de Outorga (R\$ milhões)
UHE Gov. Pedro Viariato Parigot de Souza (GPS) ¹	182,00	72,52	167,914	05.01.2046	03.01.2053	574,8

¹Proporcional a energia alocada de cotas de garantia física (70% da energia da usina). Para essa parcela de energia, a Copel GeT não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do MRE associados à usina.
Atualizada pela Resolução Homologatório nº 3.353, de 23 de julho de 2024, da Aneel.

Em agosto de 2018, a Copel conquistou o direito de construir a PCH Bela Vista, usina com 29,81 MW de capacidade instalada. Com um investimento estimado em R\$ 224 milhões, o empreendimento tem garantia física de 18,61 MW médios e está situado no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do Estado do Paraná. No Leilão A-6/2018 da ANEEL, PCH Bela Vista vendeu o seguinte volume de energia:

USINAS	Contrato de Concessão	Capacidade Instalada ¹ (MW)	Garantia Física ² (MW)	Energia vendida no ACR (MW médio)	Início de Suprimento	Preço ³ (R\$/ MWh)	CAPEX (R\$/ MWh)	Vencimento da Concessão
PCH Bela Vista 100% Copel GeT	Resolução Autorizativa nº 7.802/2019	29,81	18,61	14,7	01.01.2024	274,56	217	02.01.2041

¹ Alteração de Potência Despacho 1150/2021
² Alteração Garantia Física Portaria MME 1155/2022
³ Preço Atualizado índice dez/24

As unidades geradoras 1, 2 e 3 do empreendimento entraram em operação comercial nos dias 12 de junho de 2021, 7 de julho de 2021 e 12 de agosto de 2021, respectivamente, com mais de dois anos de antecipação com relação ao edital de Leilão 03/2018. A unidade geradora 4, cuja capacidade instalada é de 0,488 MW, entrou em operação comercial no dia 7 de junho de 2023.

A energia produzida pela PCH Bela Vista pode ser observada na tabela abaixo:

USINAS	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Geração (GWh)	Vencimento de Outorga
PCH Bela Vista	29,81	18,61	141,98	02.01.2041

Complexos Eólicos

A Copel possui 43 parques eólicos em operação, sendo que, em 31 de dezembro de 2024, 42 dos 43 parques geraram 3,495 GWh de energia, conforme apresentado na tabela a seguir. O gerador eólico Palmas foi considerado na tabela dos ativos de geração:

Complexo Eólico	Leilão¹	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Geração (GWh)	Preço²	Vencimento de Outorga
São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.		94,0	38,1	243,2	306,90	
GE Boa Vista S.A.		14,0	5,2	30,0	314,94	27.04.2046
GE Farol S.A.	2º LFA	20,0	8,8	82,4	305,77	31.05.2046
GE Olho D'Água S.A.	(26/08/2010)	30,0	12,8	77,9	305,77	18.05.2046
GE São Bento do Norte S.A.		30,0	11,3	52,8	305,77	19.04.2046
Copel Brisa Potiguar S.A.		183,6	89,4	425,0	269,56	
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.		27,0	12,1	62,4	309,03	24.04.2046
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	2º LFA	27,0	11,9	58,4	309,03	30.05.2046
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	(26/08/2010)	27,0	12,3	55,9	309,03	30.05.2046
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.		27,0	12,4	65,3	309,03	26.04.2046
Santa Maria Energias Renováveis S.A.		29,7	15,7	57,6	217,79	07.05.2047
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	4º LER	29,7	16,0	82,6	217,79	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel S.A.	(18/08/2011)	16,2	9,0	42,8	216,10	08.04.2047
Complexo Eólico Cutia		180,6	71,4	527,2	256,18	
UEE Cutia S.A.		23,1	9,6	71,8	256,18	04.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.		27,3	9,1	53,5	256,18	04.01.2042
UEE Guajiru S.A.		21,0	8,3	65,9	256,18	10.05.2050
UEE Jangada S.A.	6º LER	27,3	10,3	90,6	256,18	04.01.2042
UEE Maria Helena S.A.	(31/10/2014)	27,3	12,0	83,1	256,18	04.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.		27,3	10,6	81,7	256,18	10.05.2050
UEE Potiguar S.A.		27,3	11,5	80,6	256,18	10.05.2050
Complexo Eólico Bento Miguel		132,3	58,7	373,0	242,65	
CGE São Bento do Norte I S.A.		23,1	10,1	73,4	242,65	03.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.		23,1	10,8	73,5	242,65	03.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.		23,1	10,2	60,7	242,65	03.08.2050
CGE São Miguel I S.A.	20º LEN	21,0	9,3	56,9	242,65	03.08.2050
CGE São Miguel II S.A.	(28/11/2014)	21,0	9,1	56,0	242,65	03.08.2050
CGE São Miguel III S.A.		21,0	9,2	52,6	242,65	03.08.2050
Complexo Eólico Vilas		186,7	98,6	504,2	124,17	
EOL Vila Ceará I		32,0	17,8	146,9	108,84	05.12.2054
EOL Vila Maranhão I	28º LEN	32,0	17,8	90,9	130,48	10.01.2054
EOL Vila Maranhão II	(31/08/2018)	32,0	17,8	90,4	130,48	13.01.2054
EOL Vila Maranhão III		32,0	16,6	85,7	130,48	13.01.2054
EOL Vila Mato Grosso I	29º LEN	58,9	28,6	90,4	130,48	05.12.2054
Complexo Eólico Jandaira		90,1	46,9	300,3	133,10	
EOL Jandaira I		10,4	5,6	39,8	133,10	02.04.2055
EOL Jandaira II		24,3	12,3	82,8	133,10	02.04.2055
EOL Jandaira III	30º LEN-Q	27,7	14,8	98,7	133,10	02.04.2055
EOL Jandaira IV	(18/10/2019)	27,7	14,2	79,1	133,10	02.04.2055
Complexo Eólico Aventura		105,0	65,0	444,4	140,71	
EOL Aventura II		21,0	13,1	87,4	140,71	05.06.2053
EOL Aventura III	26º LEN	25,2	15,5	104,1	140,71	1.06.2053
EOL Aventura IV	(05/2017)	29,4	18,5	129,2	140,71	05.06.2053
EOL Aventura V		29,4	17,9	123,6	140,71	05.06.2053
Complexo Eólico Santa Rosa e Mundo Novo		155,4	92,8	677,5	143,61	
EOL Santa Rosa e Mundo Novo I		33,6	17,3	124,3	143,61	04.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo II		29,4	17,2	134,4	143,61	04.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo III	26º LEN	33,6	21,5	161,0	143,61	04.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo IV	(05/2017)	33,6	21,0	153,9	143,61	01.06.2053
EOL Santa Rosa e Mundo Novo V		25,2	15,8	103,9	143,61	01.06.2053
TOTAL		1.127,7	560,9	3.494,9		

¹LFA - Leilão de Fontes Alternativas/ LER - Leilão de Energia de Reservas/ LEN - Leilão de Energia Nova

²Preço atualizado até janeiro/2025. Fonte CCEE

O Complexo de Jandaíra, Jandaíra I a VI são plantas eólicas cujas energias foram comercializadas no 30º Leilão de Energia Nova ao preço de 98 R\$/MWh, com início de suprimento em 2025 e 14,4 MWm de energia vendida, conforme apresentado na tabela a seguir:

USINAS	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MW Médios)	Energia vendida no ACR (MW médio)	Início de Suprimento	Preço ¹ (R\$/MWh)	CAPEX (R\$/MWh)	Vencimento da Concessão
Complexo Eólico Jandaíra 100% Copel GeT (Cutia Empreendimentos Eólicos)	90,1	46,9	14,4	01.01.2025	133,1	400	01.04.2055

¹ Preço Atualizado índice dez/24

Participação em Empreendimentos de Geração

A Copel tem participação em sete empreendimentos de geração de energia elétrica em fase operacional, com capacidade instalada total de 884,98 MW, sendo 605,106 MW ajustados à participação da Copel, conforme apresentado na tabela a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW) Total	Garantia Física (MW médio)	Sócios	PPA assinado com	Vencimento da Concessão	Data Fim de Concessão Prorrogada ¹
UTE Araucária (UEG Araucária)	484,5	365,2	COPEL - 20,3% COPEL GeT - 60,9% Petrobras - 18,8%	—	28.05.2029	—
UHE Santa Clara (Elejor)	120,2	66	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Copel Dis Consumidores Livres	28.05.2037	10.05.2040
PCH Santa Clara I (Elejor)	3,6	2,8	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Consumidores Livres	18.12.2032	—
UHE Fundão (Elejor)	120,2	62,1	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Copel Dis Consumidores Livres	28.05.2037	11.06.2040
PCH Fundão I (Elejor)	2,5	2,1	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Consumidores Livres	18.12.2032	—
UHE Dona Francisca (DFESA)	125,0	72,5	COPEL - 23,03% Gerdau - 51,82% Celesc - 23,03% Statkraft - 2,12%	COPEL Gerdau Celesc Statkraft	27.08.2033	20.09.2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	29,1	20,4	COPEL GeT - 35,77% Silea Participações - 64,23%	Consumidores Livres	23.04.2030	14.08.2032

¹As usinas com direito a extensão de outorga tiveram suas atas finais de Concessão atualizadas

Com a venda de Araucária a Copel tem participação em quatro empreendimentos de geração com capacidade total de 400,48 MW, sendo 211,68 MW integral ajustados referentes a participação da Copel.

Participação em Parques Eólicos

A Copel possui 49% de participação no Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva em contratos de 20 anos, com início de suprimento em julho de 2015, conforme apresentado na tabela a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW) ¹	Garantia Física (MW Médios)	Preço ²	Início de Suprimento	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Voltália - São Miguel do Gostoso I Participações S.A.							
Carnaúbas	27,2	13,1	210,16	jul/15	49% COPEL 51% Voltalia	São Miguel do Gostoso (RN)	08.04.2047
Reduto	28,8	14,4					15.04.2047
Santo Cristo	28,8	15,3					17.04.2047
São João	28,8	14,3					25.09.2047
Total	113,6	57,1	210,16				

¹A capacidade instalada prevista no Leilão foi alterada de acordo com as características dos equipamentos da Acciona Windpower, respeitando o volume de energia vendido.

²Preço Atualizado dez/24. Fonte: CCEE

(b) características do processo de distribuição

• Transmissão

A tabela a seguir apresenta os contratos de concessão de transmissão e o dimensionamento do parque de subestações e linhas de transmissão em operação:

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT			RAP¹ (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
			Extensão (km)²	Quantidade	MVA		
Copel GeT	060/2001³	Diversos	2.129	35	12.815	665,2	01.01.2043
Copel GeT	075/2001⁴	LT Bateias - Jaguariaíva	138	—	—	17,0	17.08.2031
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	32	—	—	2,8	17.03.2038
Copel GeT	027/2009	LT Foz - Cascavel Oeste	117	—	—	16,6	19.11.2039
Copel GeT	010/2010	LT Araraquara II — Taubaté	334	—	—	45,3	06.10.2040
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilho III	—	1	300	7,3	06.10.2040
Copel GeT	022/2012	LT Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	102	—	—	8,1	27.08.2042
Copel GeT	002/2013	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	83	1	150	11,7	25.02.2043
Copel GeT	005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	31	1	300	13,3	29.01.2044
Copel GeT	021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	52	1	300	13,5	05.09.2044
Copel GeT	022/2014	LT Assis – Londrina	122	—	—	28,1	05.09.2044
Copel GeT	006/16⁵	Lote E: LT Baixo Iguaçu - Realeza; LT Uberaba - Curitiba Centro; LT Curitiba Leste - Blumenau; SE Medianeira; SE Curitiba Centro; SE Andirá leste; Demais Seccionamentos	255	4	900	160,9	07.04.2046
Costa Oeste Copel GeT - 100%	001/2012	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste LT Cascavel Norte - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	159	1	300	19,7	12.01.2042
Marumbi Copel GeT - 100%	008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	29	1	672	28,3	10.05.2042
Uirapuru Transmissora Copel GeT - 100%	002/2005⁶	LT Ivaiporã - Londrina	122	—	—	27,0	04.03.2035
Subtotal Copel GeT⁷			3.705	45	15.737	1.064,7	
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaíra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	142	2	700	17,0	10.05.2042
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailândia - Miranda II	365	—	—	25,6	10.05.2042
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	012/2012	LT Paranaita - Ribeirãozinho	2.033	4	800	138,8	10.05.2042
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	013/2012	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	930	1	—	71,7	10.05.2042
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/2013	LT Barreiras II - Pirapora II	967	—	—	47,7	02.05.2043
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	19/2014	LT Estreito - Fernão Dias	656	—	—	70,7	05.09.2044
Mata de Santa Genebra Copel GeT - 50,1% Furnas - 49,9%	001/14	LT Araraquara II - Bateias	887	1	3.600	161,1	14.05.2044
Subtotal SPEs⁸			5.980	8	5.100	532,6	
Total			9.685	53	20.837	1.597,4	

¹ Proporcional à participação da Copel no empreendimento. Valores referentes ao ciclo 2024/2025, com vigência a partir de 01 de julho de 2024, conforme REH 3.348/2024 - Nota Técnica nº 105/2024 – STR/ANEEL, de 09 de julho de 2024. Considera ativos que entraram em operação até 31/12/2024.

² Considera trechos em circuito duplo (circuitos que compartilham a mesma torre de transmissão).

³ Contrato renovado conforme Lei 12.783/13. A parcela O&M faz parte da RBSE, nos termos da Lei. Ela será recebida até o fim da concessão (jan/2043). O valor da RAP para o ciclo 2024-2025, excluindo a RBSE, conforme a REH 3.348/2024, é de R\$ 148,3 milhões. Este valor é referente aos adicionais de RAP de reforços e melhorias, vigentes quando da publicação da REH 3.348/2024.

⁴ A partir de 31.10.2018 a RAP sofreu redução de 50%.

⁵ Estavam previstos na implantação das SEs Andirá Leste e Medianeira, a construção de 38 km de linhas de seccionamento, sendo 2 km para o Contrato 060/2001 e 36km para LTs que não pertencem à Copel GeT, que apesar de contemplados na RAP, em razão do investimento realizado, não serão somadas no ativo da Copel.

⁶ A partir de 09/07/2021 a RAP sofreu redução de 50%.

⁷ Resultado Consolidado.

⁸ Resultado por Equivalência Patrimonial.

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP (receita anual permitida) à Copel Geração e Transmissão de R\$ 1,6 bilhão, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

Por meio da Resolução Homologatória nº 3.344/2024, a Aneel homologou o resultado das revisões tarifárias de 2023 dos contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013. Para o contrato de concessão nº 060/2001, sob responsabilidade da Copel GeT, o reposicionamento foi de -8,39%, redução devida em grande parte à redução do valor de RAP referente ao componente econômico da RBSE, afetado pela depreciação e baixas ocorridas no ciclo tarifário 2018-2023.

A Resolução Homologatória nº 3.348/2024, publicada em 19/07/2024, estabeleceu a Receita Anual Permitida (RAP) pela disponibilização das instalações sob responsabilidade de transmissoras, para o período de 01/07/2024 a 30/06/2025 (ciclo 2024-2025). Para a Copel GeT, a RAP homologada para o ciclo 2024-2025 é de R\$ 1.595 milhões, com a seguinte composição: R\$ 987,2 milhões para concessões 100% Copel GeT; R\$ 75 milhões para SPEs 100% Copel GeT; R\$ 532,6 milhões para concessões com participação da Copel GeT.

- **Distribuição de Energia Elétrica:**

A Copel Distribuição é responsável pela prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica em sua área de concessão, bem como pela prestação de serviços correlatos, descritos no Contrato de Concessão nº 046/1999, firmado entre a União e a Copel em 24 de junho de 1999, prorrogado até 07 de julho de 2045 por meio do Quinto Termo Aditivo.

A área de concessão da Copel Distribuição inclui 394 dos 399 municípios do Estado do Paraná e um em Santa Catarina (Porto União), o que corresponde a 1.068 localidades e 5,2 milhões de unidades consumidoras de energia elétrica. A Companhia atende parcialmente os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida com seu sistema de distribuição de energia elétrica.

Entre as principais atividades desenvolvidas estão o estudo, o planejamento, o projeto, a implantação, a operação e a manutenção dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Até 31 de dezembro de 2024, a Copel Distribuição conectou subestações e linhas em alta tensão para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações concluídas em 2024 foram as seguintes:

Subestação	Potência (MVA)	Localidade
Implantações e Ampliações		
SE Pirai do Sul	41,7	Pirai do Sul
SE Vendrami	83,3	Ponta Grossa
SE Petrópolis	83,3	Francisco Beltrão
SE Moragueira	60,0	Maringá
SE São Miguel do Iguaçu	41,7	São Miguel do Iguaçu
SE Barão de Capanema	41,7	Capanema
SE Semiramis	20,83	Londrina
SE Chopinzinho	41,67	Chopinzinho
SE Faxinal	20,84	Faxinal
SE São Cristovão	41,67	Cascavel
SE Jardim Alvorada	41,67	Maringá
SE Ampere	3,25	Ampere
SE Distrito industrial de Mandirituba	7,00	Mandirituba
SE Carlópolis	4,20	Carlópolis
SE Maua da Serra	4,20	Maua da Serra
SE Jussara	7,00	Jussara
SE Maria Helena	1,4	Maria Helena
SE Moreira Sales	2,80	Moreira Sales

As novas linhas de alta tensão em 69 kV e 138 kV concluídas em 2024 foram as seguintes:

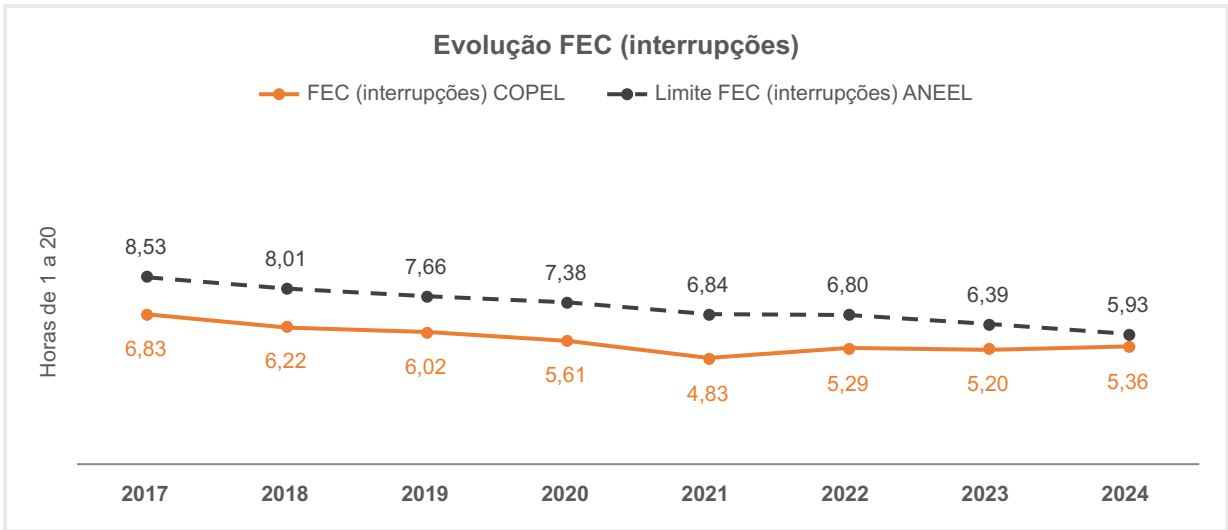
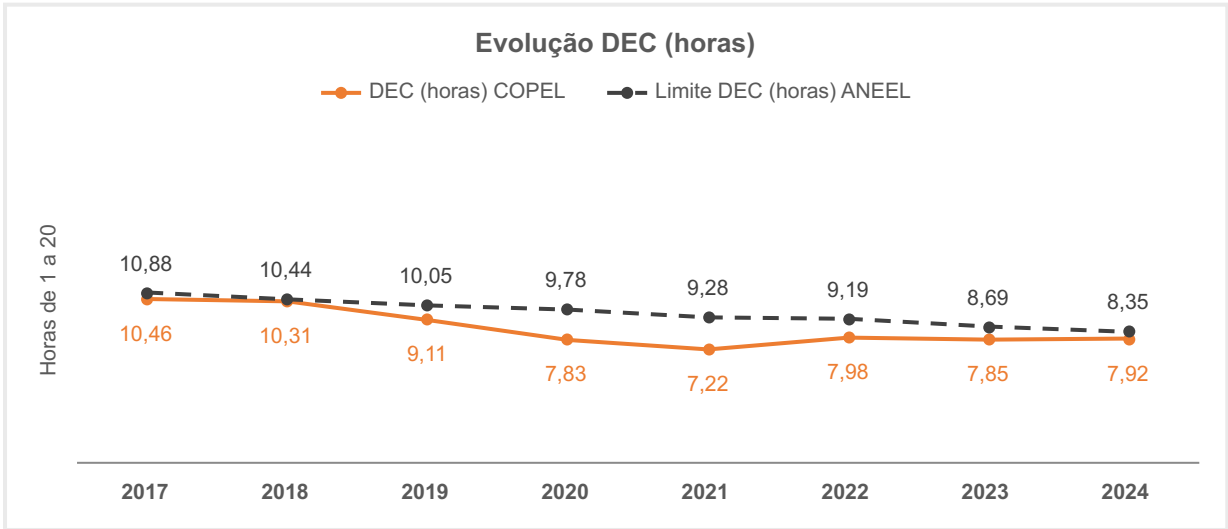
Local	Tensão	Extensão
LDAT Barão de Capanema - Santo Antonio do Sudoeste	138 kV	51,89
LDAT Petrópolis - SECC (FBL-RZA)	138 kV	10,7
LDAT Pirai do Sul - SECC (JGI-CTO)	138 kV	2
LDAT Irati Norte – Rio Azul	138 kV	41,7
LDAT Irati -Irati Norte	138 kV	9,5
LDAT Irati Norte – Prudentópolis	138 kV	41,13
LDAT Curitiba Norte – Tunas	138 kV	43
LDAT Morangueira - SECC (HOR-AST)	138 kV	4,9

Neste período, esses empreendimentos adicionaram aproximadamente 548,19 MVA ao sistema de distribuição e 204,82 km de novas linhas de transmissão de 138 kV.

Qualidade de Fornecimento

Para monitorar a qualidade de fornecimento de energia, a praxe setorial consiste em avaliar a performance por meio de dois indicadores. O primeiro, denominado DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, indica o número de horas que, em média, os consumidores ficaram sem energia elétrica durante o período em análise. O segundo, FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, indica quantas vezes, em média, o consumidor fora submetido a interrupções no período em análise.

Os indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição encontram-se dentro da meta regulatória para o acumulado entre 1º de janeiro de 2024 e 31 de dezembro de 2024, acompanhando os bons resultados de anos anteriores, consequência dos investimentos realizados pela Copel Distribuição em obras de melhoria e ampliação do sistema de distribuição, adoção de novas tecnologias, além da sistemática realização manutenções e inspeções preventivas e corretivas, apresentados nos gráficos a seguir:



Fonte: Companhia

Gestão de Perdas de Energia

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

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

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

Em 2024, as perdas globais representaram 9,1% de toda energia injetada no sistema da distribuidora, sendo 5,6% de perdas técnicas, 2,4% de perdas não técnicas e 1,1% de perdas na rede básica, conforme tabela abaixo:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Perda Técnica	6,0%	6,0%	5,8%	5,8%	5,9%	5,6%
Perda Não Técnica	1,0%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%	2,4%
Perda Rede Básica	1,4%	1,6%	1,5%	1,4%	1,2%	1,1%
Perdas Globais	8,4%	9,4%	9,2%	9,1%	9,0%	9,1%

As perdas na distribuição também podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores, ou seja, apurada por meio do sistema de medição e do mercado faturado pela Companhia.

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

- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na média como na baixa tensão;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica;
- Operações conjuntas com a Polícia Civil e Ministério Público; e
- Abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares.

Em função das ações realizadas, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos anos, passando de 11,1% em 2012 para 24,5% em 2024, quando foram feitas 86.480 inspeções e detectados 8.894 procedimentos irregulares. As prospecções, para a realização das inspeções, são feitas através da utilização das informações disponíveis no cadastro das unidades consumidoras, análise de nichos de fraudadores instalados nas diversas classes de consumo e utilização inteligência artificial.

(c) características dos mercados de atuação, em especial:

O Setor Elétrico Brasileiro

O setor elétrico brasileiro abrange os negócios de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica. O sistema elétrico brasileiro é composto por um sistema interligado nacional ("SIN"), constituído por quatro subsistemas elétricos (os quais representam, juntos, mais de 99% do consumo de energia elétrica do Brasil, de acordo com dados da Empresa de Pesquisa Energética ("EPE")) e por vários sistemas individuais menores na região Norte. Esses quatro subsistemas elétricos estão interligados por uma rede de linhas de transmissão de alta tensão que se estende por todo o país interligando sistemas de geração.

Segundo dados preliminares da Empresa de Pesquisa Energética, o consumo de energia elétrica no Brasil atingiu 560.218 GWh no ano de 2024 (aumento de 5,3% em relação a 2023), sendo 57,7% no mercado cativo e 42,3% no mercado livre.

De acordo com os estudos do Plano Decenal de Energia ("PDE 2034"), estima-se que o consumo de energia elétrica crescerá em média 3,4% ao ano até 2034, atingindo cerca de 870 TWh, montante que inclui o consumo atendido pela rede como também suprido por micro e minigeração distribuída (MMGD). Para atender a expectativa de crescimento da demanda, a Capacidade Instalada do Brasil deverá atingir 331 GW até 2034, dos quais estima-se que 85% seja de fontes renováveis.

- **Geração**

Desempenhando o papel inicial do fluxo de energia, o segmento de geração de energia é caracterizado pela produção e injeção de energia no SIN para que, por meio das atividades exercidas pelas transmissoras e distribuidoras, chegue às unidades consumidoras finais.

O segmento de geração é formado por concessões obtidas por meio de licitação ou da segregação das instalações de geração hídrica, térmica, solar ou eólica. No caso da geração, a venda da energia produzida ocorre por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulado ("ACR") e contratos bilaterais no Ambiente de Contratação Livre ("ACL"). Com o vencimento dos contratos de compra e venda de energia elétrica existentes das geradoras, a energia liberada poderá ser comercializada em leilões regulados para atender às demandas das distribuidoras como energia existente e/ou negociada no ACL para consumidores livres, outros geradores ou comercializadores.

As características físicas do Brasil, em especial a grande extensão territorial e a abundância de recursos hídricos foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hidráulica. Em 2024, a capacidade instalada de geração de energia elétrica advinda de fontes hidráulicas representava 54% da matriz energética de geração de energia elétrica do Brasil.

Segundo o Boletim de Monitoramento Elétrico do Sistema Elétrico, publicado pelo Ministério de Minas e Energia ("MME"), no mês de dezembro de 2024, a capacidade instalada total de geração de energia elétrica do Brasil atingiu 243.917 MW, incluindo geração distribuída (GD). Em comparação com o mesmo mês do ano anterior, houve um acréscimo de 18.692 MW (+8,3%), com destaque para o aumento em 15.181 MW de geração de fonte solar, incluindo MMGD e 4.158 MW em fonte eólica. A geração distribuída alcançou, no mês de dezembro de 2024, 35.028 MW instalados, resultando em 14,36% da matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica e com crescimento de 35,57% nos últimos 12 meses.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”) visa mitigar os riscos a que estão expostos os geradores hidrelétricos devido à variação nas vazões dos rios (risco hidrológico). De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuído determinado volume de “garantia física”, conforme os critérios de risco de suprimento de energia definidos pelo MME, com base nos históricos de vazão dos rios. A garantia física também representa a energia máxima que pode ser vendida pelo gerador conforme previsto no contrato de concessão, independentemente do volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina.

O MRE tenta assegurar que todas as usinas participantes recebam a receita correspondente à sua garantia física, independentemente do volume de energia elétrica gerado por elas. Em outras palavras, o MRE efetivamente realoca a energia elétrica, transferindo o excedente dos que produziram além de sua garantia física para os que produziram menos que sua garantia física. A realocação, que ocorre no Sistema Interligado de Transmissão, é determinada pelo ONS, levando em conta a demanda nacional de energia elétrica e as condições hidrológicas, independentemente do contrato de compra de energia de cada gerador individual. O volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina, seja maior ou menor que o quociente de garantia física atribuído, faz jus a uma tarifa conhecida como “Tarifa de Energia de Otimização”, calculada para cobrir apenas os custos variáveis de operação e manutenção da usina, de modo que os geradores são pouco afetados pelo despacho efetivo de suas usinas. Cada usina hidrelétrica cujo contrato de concessão tenha sido renovado de acordo com a Lei nº 12.783/2013 não participará mais do mecanismo MRE e o risco hidrológico dessas usinas ficará sob a responsabilidade das concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional. No que diz respeito às usinas de geração com concessões vencidas, sujeitas a novos processos de licitação nos termos da Lei nº 12.783/2013, 30% da energia gerada disponível à concessionária de geração para venda no mercado também estão sujeitos ao mecanismo de alocação de risco hidrológico do MRE. Esse risco não afeta nosso segmento de distribuição, pois podemos aumentar as tarifas de distribuição de nossos clientes para compensar os custos resultantes de tal risco hidrológico.

O Mercado Regulado

No mercado regulado, as concessionárias de distribuição devem comprar a demanda projetada de energia para seus consumidores cativos por meio de leilões públicos no mercado regulado. Os leilões são administrados pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, sob certas diretrizes fornecidas pelo MME.

As compras de energia elétrica são normalmente realizadas mediante três tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia, (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia e (iii) alocação de cotas de energia, conforme definido pela ANEEL. Num Contrato de Quantidade de Energia, o gerador compromete-se a suprir determinado montante de energia elétrica e assume o risco de o suprimento de energia elétrica ser afetado adversamente por condições hidrológicas e níveis baixos de reservatórios, entre outras condições que possam interromper o suprimento de energia, caso em que o gerador deverá adquirir essa energia de outras fontes para cumprir suas obrigações de suprimento. Sob um Contrato de Disponibilidade de Energia, o gerador compromete-se a disponibilizar certa quantidade de capacidade assegurada ao mercado regulado. Nesse caso, a receita do gerador é garantida, e os distribuidores correm o risco de escassez no suprimento. Em relação ao terceiro método, introduzido pela Lei nº 12.783/2013, as usinas que tiveram sua concessão renovada perderam direito de vender energia e, a partir de agora, somente receberão remuneração no sistema de cotas de energia apenas como resultado da operação e manutenção dessas unidades. Como resultado, a energia gerada por essas concessionárias de geração é repassada para distribuidores por um custo menor por meio de cotas correspondentes ao tamanho do mercado atendido.

Com relação às usinas de geração com concessões vencidas, que estão sujeitas a um novo processo de licitação competitiva, o vencedor do processo de licitação competitiva pode ser obrigado a alocar até 100% da energia gerada por essa usina em cotas para o mercado regulado, dependendo nos critérios adotados no processo de leilão.

A estimativa de demanda dos distribuidores é o principal fator da determinação do volume de energia elétrica que o sistema como um todo contratará. Os distribuidores são obrigados a adquirir 100% de suas necessidades de energia elétrica projetadas. Discrepâncias entre a demanda efetiva e a demanda projetada podem resultar em penalidades aos distribuidores. No caso de subcontratação, os distribuidores são penalizados diretamente em valor que aumenta à medida que a diferença entre a demanda contratada e a demanda efetiva aumenta. Os distribuidores subcontratados também devem pagar para suprir sua demanda comprando energia no mercado de curto prazo.

Em caso de contratação excedente, em que o volume contratado esteja entre 100% e 105% da demanda real, a distribuidora não será penalizada e os custos adicionais serão compensados por tarifas repassadas aos clientes. Caso o volume contratado seja superior a 105% da demanda real, a distribuidora deverá vender a energia no mercado de curto prazo. Caso o preço contratado seja inferior ao preço do mercado de curto prazo atual, a distribuidora deverá vender a energia excedente como lucro. Por outro lado, caso o preço contratado seja superior ao preço do mercado de curto prazo, a distribuidora deverá vender a energia excedente como prejuízo. A Resolução Normativa da ANEEL nº 1009, datada de 22 de março de 2022, estabeleceu as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre.

Quanto à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as propostas submetidas nas licitações para novas instalações de geração hidrelétrica incluam, entre outros itens, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida em leilões no mercado regulado. Concessões para novos projetos de geração, como o de Mauá e Colíder, em nosso caso, não são renováveis, o que significa que em seu vencimento a concessionária deverá participar novamente de licitação.

O Mercado Livre

O mercado livre cobre transações entre concessionárias de geração, Produtores Independentes de Energia - PIEs, autogeradores, comercializadores de energia, exportadores e importadores de energia e consumidores livres. O mercado livre também cobre contratos bilaterais existentes entre geradores e distribuidores assinados sob o modelo antigo do setor elétrico, até seu vencimento. Após o vencimento, esses contratos deverão ser realizados sob as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Consumidores elegíveis para escolher o seu fornecedor só podem fazê-lo após o vencimento de seus contratos com os distribuidores locais e com aviso prévio ou, no caso de contrato sem data de vencimento, com aviso prévio de 15 dias em relação à data em que o distribuidor deve informar o MME sobre sua demanda anual de energia estimada. Nesse último caso, o contrato só será rescindido no ano seguinte. Após ter optado pelo mercado livre, o consumidor só pode retornar ao sistema regulado depois de fornecer aviso prévio de cinco anos ao distribuidor de sua região, mas o distribuidor pode reduzir esse prazo como lhe convier. Esse longo período de aviso visa assegurar que, se necessário, o distribuidor possa adquirir energia adicional em leilões no mercado regulado sem impor custos extras ao mercado cativo.

Os geradores privados podem vender energia diretamente a consumidores livres. Os geradores estatais podem vender energia elétrica diretamente a consumidores livres, mas são obrigados a fazê-lo somente por meio de leilões privados realizados por eles exclusivamente para consumidores livres ou realizados pelos consumidores livres. Como mencionado anteriormente, a Lei Federal nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, também permitiu a venda de excedente de energia pelas empresas de distribuição no mercado livre, mas a efetivação dessa norma ainda está sujeita à regulamentação complementar pela ANEEL.

Regulamentação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e outras regras promulgadas

O decreto nº 5.163, de julho de 2004, regulamentou a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Esse decreto inclui, entre outros itens, regras relativas a procedimentos de leilão, à forma dos contratos de compra de energia e ao mecanismo de repasse de custos aos consumidores finais.

Esses regulamentos estabelecem diretrizes sob as quais os agentes que adquirem energia devem contratar sua demanda de energia. Os agentes que comercializam energia devem comprovar que a energia a ser vendida provém de instalações de geração existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem essas exigências estão sujeitos a penalidades impostas pela ANEEL.

Esses regulamentos também exigem que as companhias de distribuição contratem 100% de suas necessidades de energia primordialmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as companhias de distribuição podem adquirir montantes limitados (até 10% de sua demanda) de: (i) companhias de geração conectadas diretamente à companhia de distribuição (exceto usinas hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas usinas termelétricas), (ii) empreendimentos de geração de energia elétrica participantes da fase inicial do Proinfa, (iii) Itaipu e (iv) cotas desses contratos de concessão de geração prorrogados ou sujeitos a nova licitação, de acordo com a Lei nº 12.783/2013.

O MME estabelece o montante total de energia a ser contratado no mercado regulado, o número e tipo de empreendimentos de geração que serão leiloados a cada ano. Todas as companhias de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, todos os produtores independentes de energia e os consumidores livres são obrigados a notificar a MME, até 1º de agosto de cada ano, quanto a sua demanda ou geração estimada de energia elétrica, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Antes de cada leilão de energia, as companhias de distribuição são também obrigadas a notificar a MME quanto aos volumes de energia que pretendem contratar no leilão. Além disso, as companhias de distribuição são obrigadas a especificar a parcela do volume contratado que pretendem usar para suprir consumidores livres potenciais.

- **Transmissão**

O segmento de negócio de transmissão de energia inclui os serviços de implantação, operação e manutenção de linhas das redes de transmissão. Operando em altas tensões, geralmente iguais ou superiores a 230 kV, as linhas de transmissão são responsáveis pela transferência de energia elétrica desde as instalações iniciais de geração até os centros de distribuição.

O segmento de transmissão de energia elétrica é regulado pela ANEEL e formado por concessões obtidas por meio de licitação ou da segregação das instalações de transmissão de concessões verticalizadas.

As linhas de transmissão compõem a Rede Básica e são operadas pelo ONS, que contrata os proprietários das linhas por meio do Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão. Os proprietários das Linhas de Transmissão são responsáveis por mantê-las disponíveis ao ONS. A legislação estabelece o direito ao livre acesso à rede aos consumidores livres, geradores e distribuidores, mediante pagamento de tarifa de transmissão. Os custos de toda a Rede Básica são rateados entre os geradores, distribuidores e consumidores livres conectados diretamente à Rede e pagam tarifa regulada pela ANEEL.

Segundo informações do Boletim de Monitoramento Elétrico do Sistema Elétrico, publicado pelo Ministério de Minas e Energia ("MME"), em novembro de 2024, o Sistema Elétrico Brasileiro - SEB atingiu 188.776 km de linhas de transmissão em operação. Deste total, 47,7% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 52,3% correspondem às classes de tensão entre 500 kV até 800 kV. O SEB atingiu também 471.566 MVA de subestações em funcionamento no final de novembro de 2024. Deste total, 46,6% correspondem às classes de tensão entre 230 kV até 440 kV e 53,4% correspondem às classes de tensão em 500 kV e 750 kV. Até 2026, está prevista a entrada em operação de 8.245 km de novas linhas de transmissão e 25.231 MVA de capacidade instalada de transformação.

- **Distribuição**

O segmento de distribuição é responsável por receber grande quantidade de energia do sistema de transmissão e distribuí-la, de forma pulverizada, para o consumidor final (varejo). Portanto, a conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao usuário final da região regulada são conduzidas pelas distribuidoras de energia.

No Brasil, o segmento de distribuição é composto por 53 concessionárias e 52 permissionárias, que no ano de 2024, totalizavam 105 agentes, entre públicos, privados e de economia mista. Esses agentes são responsáveis pela gestão de linhas de alta, média e baixa tensão, atendendo mais de 89 milhões de Unidades Consumidoras, segundo informações da ANEEL. As distribuidoras operam, geralmente, com linhas de transmissão com tensão abaixo de 230 kV e, na grande maioria, linhas de transmissão com tensão entre 69 kV e 138 kV. Esses sistemas de transmissão são também conhecidos no setor como linhas de subtransmissão.

Historicamente, o segmento de distribuição no país é caracterizado por ser majoritariamente controlado e desenvolvido pelo poder público. No entanto, ao longo dos últimos anos, o panorama do setor apresentou uma significativa modificação nesta estrutura em decorrência de diversos movimentos de consolidação e privatização, de forma que, de acordo com informações publicadas pela ANEEL, o setor privado é responsável pela distribuição de, aproximadamente, 80% do total de energia distribuída no Brasil, enquanto as empresas públicas se responsabilizam por, aproximadamente, 20%.

As concessões de distribuição abrangem toda a população da área geográfica em que atuam, sendo asseguradas iguais condições aos usuários, garantindo a isonomia de tarifas, de acordo com a legislação aplicável e a regulamentação da ANEEL. O segmento de distribuição é um dos mais regulados e fiscalizados do setor elétrico, e as tarifas cobradas pelas concessionárias de distribuição são definidas pela ANEEL visando preservar o equilíbrio econômico-financeiro das empresas e, por isso, estão sujeitas a reajustes anuais e revisões periódicas e extraordinárias. O setor de distribuição de energia é organizado sob a forma de monopólios naturais e a sua exploração se dá por meio de concessões reguladas pela ANEEL.

Tarifas de Distribuição

As tarifas de distribuição a consumidores finais estão sujeitas a revisão pela ANEEL, que possui autoridade para reajustar e rever tarifas em resposta a mudanças nos custos de aquisição de energia e nas condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos das concessionárias de distribuição entre (i) custos que estão fora do controle das concessionárias ("Custos da Parcela A") e (ii) custos que estão sob o controle das concessionárias ("Custos da Parcela B"). A fórmula de reajuste tarifário da ANEEL trata essas duas categorias de maneira diferente.

Os Custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes:

- Os custos da energia elétrica adquirida pela concessionária para suprir consumidores cativos, de acordo com o modelo regulatório vigente;
- Encargos de conexão e uso das redes de transmissão e distribuição; e
- Encargos regulamentares setoriais.

Os Custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes:

- Um componente projetado para compensar o distribuidor pelo investimento nos ativos da concessão;
- Custos de depreciação; e
- Um componente projetado para compensar o distribuidor por seus custos operacionais e de manutenção.

O contrato de concessão de cada companhia de distribuição também prevê um reajuste anual de tarifas. Geralmente, os Custos da Parcela A são repassados integralmente aos consumidores. Os Custos da Parcela B, entretanto, são apenas corrigidos pela inflação com base no índice IPCA, menos o fator X.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também fazem jus a uma revisão periódica a cada quatro ou cinco anos. Neste processo, a Parcela B é recalculada, considerando estímulos à eficiência, melhoria da qualidade e modicidade das tarifas. Essas revisões visam (i) assegurar receitas necessárias para cobrir custos operacionais eficientes da Parcela B e compensação adequada para investimentos considerados essenciais para os serviços no âmbito da concessão de cada concessionária e (ii) determinar o Fator X. O quinto termo aditivo ao nosso contrato de concessão, que estabelece a renovação de nosso contrato de concessão, determina uma revisão tarifária periódica a cada cinco anos.

O fator X de cada concessionária de distribuição é calculado com base nos componentes a seguir:

- Pd, baseado na produtividade da concessionária, calculado através da produtividade do segmento de distribuição (PTF), apurada pela relação entre a variação do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital, acrescida do crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras;
- T, baseado na trajetória dos custos operacionais da concessionária, medido como a diferença entre os valores de meta regulatória e a receita de custos operacionais no ano teste; e
- Q, baseado em indicadores de meta de qualidade que medem a interrupção no fornecimento de energia para consumidores finais e outros indicadores de qualidade.

Além disso, as concessionárias de distribuição podem solicitar Revisão Tarifária Extraordinária de suas tarifas em caso de evidente desequilíbrio econômico-financeiro, conforme critérios de admissibilidade estabelecidos através dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), submódulo 2.9. Revisões extraordinárias foram concedidas (i) em junho de 1999, para compensar os custos maiores da energia elétrica adquirida de Itaipu em razão da desvalorização do real frente ao dólar; (ii) em 2000, para compensar o aumento da COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) de 2% para 3%; (iii) em dezembro de 2001, para compensar as perdas causadas pelo Programa de Racionamento; (iv) em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei nº 12.783/2013; (v) em março de 2015, para compensar os custos relacionados às cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e aumento de custos com a compra de energia, e (vi) em março de 2017, para compensar o valor indevidamente incluído nas tarifas para consumidores cativos em 2016, referente à planta de Angra III. Desde outubro de 2004, na data de seu reajuste anual ou revisão periódica subsequente, o que ocorrer antes, as companhias de distribuição têm sido obrigadas a celebrar contratos separados para conexão e uso da rede de distribuição e para a fornecimento de energia elétrica a seus consumidores potencialmente livres.

Principais Autoridades Regulatórias

As seguintes instituições federais e estaduais do setor de energia elétrica definem políticas, regras e normas que norteiam e influenciam as atividades da COPEL:

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é a principal instituição do setor elétrico e atua como órgão do governo federal detentor de competências para elaboração de políticas, regulamentação e supervisão.

Conselho Nacional da Política Energética - CNPE

O Conselho Nacional da Política Energética (“CNPE”), um conselho criado em agosto de 1997, presta serviços de consultoria ao Presidente da República do Brasil em relação ao desenvolvimento e à criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e é composto por dez ministros do Governo Federal e cinco membros escolhidos pelo Presidente do CNPE. O CNPE foi criado a fim de otimizar a utilização dos recursos energéticos no Brasil e garantir o suprimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. A responsabilidade principal da ANEEL é regular e supervisionar o setor elétrico de acordo com as políticas ditadas pelo MME e atuar em matérias que lhe forem delegadas pelo governo brasileiro e pelo MME. As responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) conceder e fiscalizar as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo a aprovação das tarifas elétricas; (ii) baixar normas para o setor elétrico; (iii) implementar e regular o uso de fontes de energia, incluindo o uso da energia hidrelétrica; (iv) promover, monitorar e administrar licitações para novas concessões; (v) resolver conflitos administrativos entre entidades do setor elétrico e compradores de energia; e (vi) definir os critérios e a metodologia para a fixação das tarifas de transmissão e distribuição.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) é uma entidade privada sem fins lucrativos composta de concessionárias de energia elétrica atuantes na geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros participantes privados, como importadores, exportadores e consumidores livres. O papel primordial do ONS é coordenar e regular as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado de Transmissão, sujeito a supervisão e regulamentação da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem, entre outros, o planejamento operacional para o setor da geração, a organização do uso do Sistema Interligado de Transmissão nacional e das interligações internacionais, a garantia de acesso para todos os participantes do setor à rede de transmissão de modo não discriminatório, a contribuição para a expansão do sistema elétrico, a apresentação de propostas ao MME sobre ampliação do Sistema Interligado de Transmissão e a formulação das normas de operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”) é uma entidade privada sem fins lucrativos sujeita a autorização, fiscalização e regulamentação por parte da ANEEL. A CCEE é responsável, entre outras atribuições, por (i) registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado e no Mercado Livre, (ii) contabilizar e liquidar transações de curto prazo e (iii) gestão de fundos gerados por alguns dos encargos regulatórios. A CCEE é composta de detentores de concessões, permissões e autorizações no setor elétrico e consumidores livres, e seu conselho de administração é composto de cinco membros, sendo quatro membros indicados por esses agentes e de um membro indicado pelo MME, que será o presidente do conselho de administração.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

O CMSE foi criado pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico para monitorar as condições de serviço e recomendar medidas preventivas para garantir a adequação do fornecimento de energia, incluindo ações sobre a demanda e a contratação de reservas de energia.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em agosto de 2004, o governo brasileiro criou a EPE, uma empresa pública federal responsável pela condução de pesquisa e estudos estratégicos no setor da energia, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão e fontes de energia renováveis. Os estudos e pesquisas realizados pela EPE subsidiam a formulação da política energética do MME.

Organização das Operações

i. participação no mercado de Energia Elétrica

A Companhia atua com tecnologia de alta qualidade nas áreas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, operando um abrangente e eficaz sistema elétrico com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição.

A tabela a seguir demonstra a participação da Companhia em cada segmento de negócios, com destaque para o Estado do Paraná, onde está localizada a sede da Companhia.

Participação nos Mercados de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica

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

¹ Capacidade instalada. Não incluídas as participações da Copel e as usinas eólicas.

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

³ A usina de Itaipu não é considerada na região Sul.

⁴ O mercado refere-se à Receita Anual Permitida – RAP.

⁵ Mercado fio de distribuição.

⁶ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

⁷ Dado estimado.

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

ii. condições de competição nos mercados

Recebemos a concessão para distribuir energia em praticamente todo o Estado do Paraná e não enfrentamos concorrência das quatro pequenas concessionárias que detêm concessões para o restante do Estado. Porém, como resultado da legislação aprovada em 2004, outros fornecedores podem oferecer energia aos consumidores livres existentes a preços menores do que os que atualmente cobramos. Quando um Consumidor Cativo se torna um Consumidor Livre, ele ainda deve pagar pelo uso de nossa rede de distribuição. A potencial redução na receita líquida de nosso negócio de distribuição é, portanto, compensada pela redução nos custos da energia que teríamos de adquirir para vender a esses consumidores.

Além disso, sob certas circunstâncias, os consumidores livres podem ter o direito de se conectar diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão, em vez de nossa rede de distribuição. Ao contrário da escolha de um consumidor livre por outro fornecedor de energia, caso em que ele ainda precisa usar nossa rede de distribuição e, conseqüentemente, nos pagar a tarifa cabível, nossa unidade de distribuição deixa de receber tarifas de consumidores que se conectam diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão. A migração de consumidores da rede de distribuição para a rede de transmissão resulta, portanto, em perda de receita para nosso negócio de distribuição.

As empresas de distribuição e transmissão são obrigadas a permitir o uso de suas linhas e instalações auxiliares para distribuição e transmissão de eletricidade por terceiros mediante o pagamento de uma tarifa. Os consumidores livres estão limitados a: a partir de 1º de janeiro de 2022, com demanda mínima de 1,0 MW em qualquer tensão; e, após 1º de janeiro de 2023, com demanda mínima de 500 kW em qualquer tensão.

Em 2022, clientes especiais são clientes com demanda de no mínimo 500 kW que optam pelo fornecimento de energia por meio de fontes alternativas, como projetos eólicos, pequenas centrais hidrelétricas, projetos de biomassa, usinas solares e outros.

Com a publicação da Portaria MME nº 50/2022, a partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores com carga individual inferior a 500kW e classificados como Grupo A poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, desde que representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Em 31 de dezembro de 2024, a distribuidora registrou 4.902 Consumidores Livres, representando aproximadamente 38% do volume total de eletricidade consumida por nós.

No negócio de geração, qualquer produtor pode obter uma concessão para construir ou administrar usinas termelétricas e pequenas hidrelétricas no Estado do Paraná. A legislação brasileira prevê licitação para concessões de geração de usinas hidrelétricas e, desde 2017, essa exigência se aplica apenas a usinas com capacidade superior a 50 MW.

No negócio de transmissão, a legislação brasileira prevê licitação para concessões de transmissão para instalações com tensão de 230 kV ou superior que farão parte do Sistema Interligado de Transmissão.

A legislação brasileira exige que todas as nossas concessões de geração, transmissão e distribuição se sujeitem a licitações ao seu término. Podemos enfrentar concorrência significativa de terceiros nas licitações para renovar tais concessões ou para concessões novas. A perda de algumas concessões poderia afetar adversamente os resultados das nossas operações.

Em junho de 2021, a EPE publicou um estudo em que projeta um crescimento de 30 GW da Geração Distribuída de energia nos próximos 10 anos. Geração Distribuída refere-se à geração de eletricidade próximo ou dentro do local do consumidor, e pode envolver qualquer energia, tecnologia ou fonte de energia. No início de 2022, o governo aprovou um novo marco legal para geração distribuída no Brasil (Lei Federal nº 14.300/2022), que estabeleceu diferentes categorias de distribuição de energia, a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). A expansão dos serviços de Distribuição da Geração pode afetar negativamente a demanda de energia elétrica e, portanto, impactar o setor elétrico e as concessionárias de distribuição como um todo no longo prazo.

Os mercados de atuação da Copel são altamente regulados e supervisionados pelo Governo Federal, por meio do MME, da ANEEL, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e de outras autoridades regulatórias. O MME, a ANEEL e o ONS têm autoridade discricionária para implementar e alterar políticas, interpretações e regras aplicáveis a diferentes aspectos de nosso negócio, particularmente operações, manutenção, saúde e segurança, compensação e inspeção.

Tendo em vista que os serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica são objeto de contratos de concessão outorgados pelo poder público, não há concorrência na exploração de tais concessões durante o prazo de vigência dos referidos contratos. Contudo, há concorrência significativa no período de licitação para outorga de novas concessões, situação na qual a Copel concorre diretamente com outras companhias que exploram atividades ligadas ao setor elétrico nacional.

Conforme estabelecido na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico), e de acordo com o novo modelo do setor elétrico, a energia poderá ser comercializada no ACR, que deverá ser precedida de licitação e formalizada por um contrato entre os geradores e os distribuidores nos termos do leilão, ou no ACL, segmento no qual se realizam operações de compra e venda de energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre geradores, comercializadores e consumidores livres.

(d) eventual sazonalidade

De acordo com o Sistema de Informações de Geração da ANEEL, SIGA, em fevereiro de 2025, aproximadamente 52,4% da capacidade instalada fiscalizada na matriz elétrica brasileira é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

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

Sobre este tema, vale destacar a Lei nº 14.052, de 08 de setembro de 2020, a qual estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, dentre outras medidas. Este assunto foi regulamentado de forma infralegal, por meio da Resolução Normativa nº 895, de 1 de dezembro de 2020, posteriormente substituída pela Resolução Normativa nº 1.035, de 26 de julho de 2022, na qual a ANEEL estabeleceu e consolidou os atos regulatórios relativos a metodologia para cálculo da compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, regulamentando a repactuação do risco hidrológico, buscando equacionar a questão do GSF e dos débitos em aberto na CCEE, permitindo o retorno da normalidade e de maior liquidez no mercado de curto prazo de energia elétrica, em troca da extensão em até sete anos dos prazos de outorgas de usinas hidrelétricas.

O Fator de Geração em Escala, ou GSF, é um fator utilizado para ajustar a produção de energia garantida e representa o índice entre o total de energia produzida pelas usinas hidroelétricas que integram o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e sua potência garantida. Isto representa, em média, a quantidade de energia comprometida nos contratos de geração de energia. Se houver taxas de fluxo excessivamente baixas, o GSF será igual ou inferior a 1 e os geradores de hidroelétrica que contrataram as produções de energia garantidas terão de incorrer em custos adicionais para adquirir energia no mercado à vista para honrar suas obrigações.

Outro ponto importante sobre segurança, flexibilidade e sustentabilidade de longo prazo do setor elétrico nacional são os novos desafios na gestão e operação do Sistema Interligado Nacional, SIN, em razão do peso cada vez maior de fontes renováveis de origem eólica e solar na matriz elétrica brasileira, incluindo a consolidação da geração descentralizada com o aumento da participação da Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD). Em novembro de 2024, o país celebrou a marca de 50 gigawatts (GW) de capacidade instalada operacional em energia solar, abrangendo tanto a micro e minigeração distribuída (MMGD) quanto a geração centralizada, o que segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), colocaria o Brasil na 6ª posição no ranking global, abaixo apenas de China, Estados Unidos, Alemanha, Índia e Japão.

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

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

Em relação ao negócio de comercialização de energia da Companhia, a volatilidade nas condições hidrológicas implica na variação do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD do mercado de curto prazo da CCEE, afetando os resultados operacionais da Companhia.

O PLD é determinado por modelos matemáticos que consideram a prevalência de usinas hidrelétricas no contexto de geração brasileiro, condições hidrológicas, demanda de energia, preço de combustível, custos de déficit, entrada de novos projetos e disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, cujo objetivo é encontrar um equilíbrio ideal entre o benefício atual do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis nas usinas termelétricas. A CCEE calcula o Preço da Liquidação das Diferenças (PLD) diariamente para cada hora do dia seguinte com base no Custo Marginal de Operação (CMO), considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado.

Quando há grande disponibilidade de recursos hidrológicos, o PLD tende a permanecer em níveis baixos, o que pode não ser suficiente para (i) cobrir os custos de geração dessa mesma energia (quando relacionado ao nosso negócio de geração) e (ii) cobrir o custo do contrato de compra e venda de energia em nosso negócio de comercialização de energia.

Por outro lado, se a disponibilidade hidrológica for afetada, o PLD tende a aumentar significativamente, além de impactar ocasionalmente o GSF, o que pode afetar adversamente nossos custos de compra de energia pois o preço estabelecido nos contratos de compra e venda de energia pode não ser suficiente.

(e) principais insumos e matérias primas:

A Companhia possui como principal matéria prima de sua matriz energética os recursos hídricos utilizados nos aproveitamentos hidrelétricos no qual possui concessão dos órgãos reguladores.

Dentro de matriz energética da Companhia há ainda outras fontes de energia como:

Vento: A energia eólica é muito vantajosa, tanto para quem gera, como para quem consome. Isso porque o vento é uma fonte natural e renovável de energia, adequada para a geração elétrica em grande escala.

Usinas eólicas podem compartilhar terra com pastagens e agricultura, dispensando desapropriações ou deslocamento de populações. A sua implantação é modular e mais rápida do que a de usinas convencionais.

Com tais características, as usinas eólicas potencializam a fixação de indústrias, tecnologia e geração de empregos em fabricação, operação e manutenção, na cidade e no campo.

i. descrição das relações mantidas com fornecedores, inclusive se estão sujeitas a controle ou regulamentação governamental, com indicação dos órgãos e da respectiva legislação aplicável

Os fornecedores da Copel abrangem diferentes setores e serviços, adaptando-se às diversas áreas de atuação da empresa, que englobam a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Isso inclui empresas de engenharia, fabricantes de materiais, fornecedoras de equipamentos pesados, prestadoras de serviços especializados e outros segmentos relevantes para as operações da companhia.

Em 2024, a Copel contou com 7.373 fornecedores ativos, distribuídos em grupos de compra previamente definidos. Tais grupos de compra abrangem os mais diversos segmentos de fornecimento de materiais e de prestação de serviços, atendendo a todas as necessidades de suas subsidiárias, por meio das áreas de suprimentos.

Visando aumentar a sinergia e eficiência operacional da Companhia, aprimorar o ambiente de controle interno e otimizar custos, a Copel promoveu uma reestruturação das suas áreas de suprimentos. Até então distribuídas entre as Subsidiárias Copel Distribuição S/A e Copel Geração e Transmissão S/A, em setembro foram centralizadas sob uma Diretoria de Suprimentos alocada na Copel Holding.

A Companhia, que em 2023 havia realizado a transição para o regime jurídico do Código Civil Brasileiro, publicou, em 2024, seu Regulamento de Contratações atualizado. Esse documento, aderente à Lei 10.406/2002, orienta os processos de contratações e contratos no contexto atual, e traz procedimentos e orientações complementares alinhados às suas diretrizes. Essa publicação representa a continuidade dos trabalhos realizados na Companhia para transição do regime legal de contratação, iniciados com o Protocolo de Transição, emitido anteriormente.

Além da conformidade com a legislação, a Copel também estabelece critérios adicionais para a seleção de fornecedores, abrangendo aspectos como cumprimento das leis trabalhistas e obrigações fiscais, respeito aos direitos humanos e compromissos ambientais. Esses critérios são detalhados nas cláusulas contratuais, manuais de cadastramento de fornecedores, normas e manuais técnicos.

ii. eventual dependência de poucos fornecedores

A eventual dependência de poucos fornecedores na Copel se manifesta em situações de contratações onde a disponibilidade de mercado é restrita devido à exclusividade ou inviabilidade de promover competição, como licenças específicas, manutenção de alguns tipos de equipamentos, serviços relacionados a telecomunicações, serviços ou aquisições que envolvam a necessidade de tecnologia de ponta e investimento intensivo. Este cenário ocorre quando a empresa se vê condicionada a contratar empresas específicas ou únicas em seus respectivos segmentos.

Em tais circunstâncias, as áreas requisitantes devem identificar o fornecedor e fundamentar tecnicamente as razões de sua escolha, seja como fornecedor único ou como a opção mais adequada para atender às necessidades da Companhia. Este processo visa garantir governança e transparência em eventuais situações de limitação de opções no mercado.

iii. eventual volatilidade em seus preços

Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias foi regulamentado pela ANEEL em dezembro de 2012, com o objetivo de sinalizar à sociedade as condições de geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN, por meio de um acréscimo ao valor da tarifa de energia, nos períodos em que há o acionamento das usinas termelétricas, devido ao baixo nível de acumulação de água nos reservatórios das usinas hidráulicas.

No período entre julho de 2013 e dezembro de 2014, as bandeiras tarifárias foram apenas divulgadas em caráter didático, sem acréscimo às tarifas das distribuidoras. A partir de janeiro de 2015, deu-se início à aplicação dos adicionais das bandeiras tarifárias, de acordo com a regulamentação vigente e, a partir de março de 2018, foi estabelecido um único valor para cada bandeira tarifária em todo o país.

Os valores das bandeiras tarifárias consideram os custos de geração, pois estes variam em proporção direta ao cenário hidrológico, e são publicados pela ANEEL em ato específico. A aplicação das tarifas segue regulamentação própria, definida pela ANEEL.

As definições, metodologias e procedimentos de aplicação das bandeiras tarifárias são estabelecidas por meio do submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). A versão vigente, 1.9 C, foi regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.003/2022. As bandeiras verde, amarela e vermelha (patamares 1 e 2) indicam se a energia custa mais ou menos em função das condições de geração de energia. Com essa informação, o consumidor pode adequar seu nível de consumo ao custo/preço real da energia elétrica.

Em 2021, a bandeira amarela foi a que vigorou de janeiro até abril, incorporando um valor de R\$1,343 a cada 100 kWh consumido. Em maio, a bandeira passou a vermelha (patamar 1), com um acréscimo de R\$ 4,169 para cada 100 kWh consumido.

A partir de junho, a bandeira passou a vermelha (patamar 2), inicialmente com acréscimo de R\$6,24 a cada 100 kWh consumido. Contudo, esse valor foi reajustado, passando a vigorar, em julho, com acréscimo de R\$ 9,492 para cada 100 kWh consumido.

Em 31 de agosto de 2021, a ANEEL anunciou um novo patamar de bandeira tarifária, com o propósito de fazer frente à situação de deterioração da crise hídrica. Esse novo patamar tarifário, denominado bandeira escassez hídrica, passou a vigorar em setembro de 2021, com previsão de se estender até abril de 2022, e resultou em um acréscimo de R\$ 14,20 a cada 100 kWh consumido. A bandeira escassez hídrica afeta todos os consumidores, com exceção dos consumidores de baixa renda, que aderem à tarifa social, para os quais foi mantida a regra vigente até então.

Com a melhora da situação hídrica no país, prevaleceu a aplicação da bandeira verde, sem custo adicional para os consumidores, de maio de 2022 a junho de 2024. As condições se alteraram em 2024 e, a partir de julho, os adicionais sobre a tarifa retornaram variando de bandeira amarela à vermelha - patamar 2.

Mudanças Regulatórias

O negócio de comercialização de energia da Copel é fortemente afetado por mudanças regulatórias que impactam a metodologia usada para a formação de preços de energia de curto prazo.

A Copel realiza as atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia das suas empresas de geração e comercialização. Contratos no mercado livre podem ser celebrados com outras entidades de geração e comercialização, e principalmente com consumidores livres.

A negociação de energia é afetada por mudanças na metodologia usada para calcular preços de energia no curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças - PLD). O PLD é determinado pelos resultados dos modelos de otimização de operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS e pela CCEE.

Nessa determinação, pode haver erros de entrada de dados ou erros no modelo, o que pode levar a uma mudança inesperada do PLD e possíveis futuras republicações do PLD. Assim, existe um risco para o negócio de comercialização de energia no que diz respeito à alteração desses modelos, erros de entrada de dados e republicação do PLD, causando incerteza de mercado, redução de liquidez e perdas financeiras com variação inesperada de preços.

Adicionalmente, qualquer alteração nas regras de comercialização de energia relacionadas ao aumento de restrições à entrada de novos consumidores no mercado livre poderá afetar a expansão de nossos negócios de comercialização de energia.

Em 28 de dezembro de 2018, foi publicada pelo MME a Portaria nº 514, que reduziu o limite mínimo para a contratação no mercado livre de energia, de tal forma que, a partir de 1º de janeiro de 2020, o limite passou de um valor igual ou superior a 2.500 kW para 2.000 kW.

De acordo com a Portaria MME 50/2022, a partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A, nos termos da regulamentação vigente, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

Os consumidores com carga individual inferior a 500kW, no exercício da opção de que tratam os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, serão representados por agente varejista perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Embora essa regulamentação tenha permitido uma maior migração do mercado cativo para o mercado livre, não podemos prever seu efeito nas negociações e preços do mercado livre. Como um cliente do mercado livre é responsável por contratar seu próprio consumo diretamente com uma empresa de geração ou comercialização de energia, um aumento no número de tais clientes pode aumentar a negociação no mercado livre e, conseqüentemente, afetar os preços da energia.

Paralelamente, as empresas de distribuição podem enfrentar excedentes de contratos de energia e terem que participar do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD para mitigar eventuais perdas financeiras.

As empresas do grupo Copel que atuam no mercado livre, quais sejam, a Copel Comercialização e a Copel GeT, baseadas nas condições de mercado, podem decidir operar em posições longas e curtas (comprada ou vendida), e podem apresentar prejuízos financeiros em determinados períodos.

Posições compradas significam que as empresas comprem energia elétrica para entrega futura, portanto, precisam vendê-la antes da entrega, de modo que esperam que o preço suba no mercado de curto prazo. Posições vendidas significam que as empresas vendem energia elétrica para entrega futura, portanto, precisam comprá-la antes da entrega, de modo que esperam que o preço caia no mercado de curto prazo.

O risco de exposição ao mercado da Copel Comercialização é avaliado semanalmente, com base nos limites e metodologia de risco aprovados pelo Conselho de Administração da Copel. A metodologia para o cálculo do risco de exposição ao mercado foi desenvolvida internamente pela Companhia, utilizando conceitos do mercado financeiro.

Condições Hidrológicas

A Copel depende das condições hidrológicas existentes no Brasil e, mais especificamente, na região geográfica em que opera. As condições hidrológicas na região em que a Copel atua, e no Brasil, de forma geral, estão frequentemente sujeitas a mudanças imprevisíveis devido a desvios não-cíclicos da precipitação média.

(a) montante total de receitas provenientes do cliente

Não aplicável, tendo em vista que no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, não houve clientes que representaram mais de 10% da receita líquida total da Companhia.

(b) segmentos operacionais afetados pelas receitas provenientes do cliente

Não aplicável, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 não houve clientes que representaram mais de 10% da receita líquida total da Companhia.

(a) necessidade de autorizações governamentais para o exercício das atividades e histórico de relação com a administração pública para obtenção de tais autorizações

Histórico da Legislação do Setor

A Constituição da República Federativa do Brasil (“Constituição Brasileira”) estabelece que são bens da união, dentre outros, os potenciais de energia hidráulica, bem como que compete, também à União, a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, o que pode se dar diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão.

Em atendimento ao texto constitucional, foram editadas uma série de normas para regulamentar a exploração e o funcionamento do setor elétrico brasileiro com os seguintes destaques:

- (i) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (“Lei de Concessões”), dispõe, dentre outros, sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, incluindo as regras para concessões e permissões no âmbito do setor elétrico brasileiro;
- (ii) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995: dispõe, dentre outros, sobre as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, estabelecendo a criação de figuras como os Produtores Independentes de Energia (PIE) e dos Consumidores Livres, garantindo-lhes acesso a todos os sistemas de distribuição e transmissão;
- (iii) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (“Lei da ANEEL”), cria a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal;
- (iv) Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998: dispõe, dentre outros, sobre a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras (“Eletrobras”) e da criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”).

Em meados dos anos 2000, o Brasil sofreu uma séria crise energética que perdurou até o fim de fevereiro de 2002. Durante esse período, o governo brasileiro implementou um programa de racionamento do consumo de energia nas regiões mais severamente afetadas: o Sudeste, o Centro-Oeste e o Nordeste do Brasil. Em abril de 2002, o governo brasileiro implementou, pela primeira vez, um reajuste tarifário extraordinário para compensar as perdas sofridas pelos fornecedores de energia em razão do período de racionamento.

Em decorrência da referida crise energética, houve um esforço para novamente reestruturar o setor elétrico com o objetivo de proporcionar aos consumidores um fornecimento de energia elétrica mais estável a com preços razoáveis que se deu por meio da reformulação do marco legal do setor elétrico com destaque as seguintes normas:

- (i) Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (“Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico”), dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, com vistas a fornecer incentivos para que entidades públicas e privadas construíssem e mantivessem empreendimentos de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a baixas tarifas por meio de processo competitivo de licitação pública de energia elétrica com destaque restrições ao exercício de determinadas atividades econômicas pelos agentes de distribuição.

- (ii) Existência de dois mercados: (a) o mercado regulado, constituindo um mercado mais estável em termos de oferta de energia destinado às distribuidoras; e (b) um mercado destinado especificamente a certos participantes (consumidores livres e empresas de comercialização, por exemplo), chamado de mercado livre, com maior grau de liberdade de negociação entre supridores e consumidores de energia elétrica.

O referido marco legal também previu o respeito aos contratos firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, para assegurar estabilidade regulatória às transações realizadas antes de sua promulgação, vindo a ser regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que detalhou a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia.

A nova regulamentação estabeleceu as diretrizes sob as quais os agentes que adquirem energia devem contratar sua demanda de energia, prevendo que os agentes que comercializam energia devem comprovar que a energia a ser vendida provém de instalações de geração existentes ou planejadas.

Adicionalmente, também previu que os agentes de distribuição contratassem 100% de suas necessidades de energia primordialmente por meio de leilões públicos ou por meio, por exemplo, (i) companhias de geração conectadas diretamente à companhia de distribuição, (ii) empreendimentos de geração de energia elétrica participantes da fase inicial do Proinfa, e (iii) Itaipu.

Em 2012, o governo brasileiro promulgou duas Medidas Provisórias que trouxeram mudanças importantes para a estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro: (i) Medida Provisória nº 577, de 29 de agosto de 2012 (“Medida Provisória 577”) (convertida na Lei 12.767, de 27 de dezembro de 2012, conforme alterada); e (ii) Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (“Lei 12.783”). A Medida Provisória 577 estabeleceu a obrigação do poder concedente de prestar serviços de energia elétrica caso uma concessão termine, bem como as novas regras de intervenção pelo poder concedente em concessões de energia elétrica para garantir um desempenho adequado dos serviços de utilidade pública.

A Medida Provisória nº 579, por sua vez, resultou na Lei 12.783/2013 a qual foi promulgada objetivando estabelecer as regras a respeito da renovação dos contratos de concessão por parte das concessionárias de energia elétrica. Nos termos da Lei 12.783, as concessionárias de distribuição e geração poderiam renovar seus contratos de concessão celebrados a partir de 1995, direito este estendido também às concessionárias de transmissão com contratos de concessão celebrados antes e a partir de 1995, por um período adicional de 30 anos. Em ambos os casos, ficou facultado às concessionárias a respectiva alteração nos contratos de concessão para refletir o novo regime tarifário estabelecido pela ANEEL.

Na esteira destas mudanças, a Lei 12.783 mudou a natureza dos contratos de concessão das usinas de geração existentes à época, pois as concessões de geração renovadas por essa lei não mais concediam às concessionárias o direito de vender a energia gerada pelas usinas, mas somente o direito à operação e manutenção destas. A energia gerada pelas concessões renovadas passou a ser alocada em cotas destinadas ao mercado regulado a serem adquiridas compulsoriamente pelas concessionárias de distribuição. No caso de instalações de geração criadas após a Lei 12.783, a concessionária tem o direito de vender a energia produzida pela instalação.

Em 2015, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei Federal nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 ("Lei 13.203"), com o objetivo de rever a alocação dos riscos hidrológicos arcados pelas usinas hidrelétricas que fazem parte do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE"). Em 2014 e 2015, considerando as más condições hidrológicas, os participantes do MRE geraram montantes inferiores às suas energias asseguradas, o que foi confirmado por uma redução significativa do Fator de Ajuste de Garantia Física ("GSF"), medida da proporção entre a energia gerada pelos participantes do MRE e suas respectivas energias asseguradas. Esses déficits de geração resultaram em perdas para os participantes do MRE, considerando suas exposições aos riscos hidrológicos. De modo a corrigir estes efeitos, a Lei 13.203 estabeleceu um mecanismo opcional que permitiu que cada usina de geração transfira esses riscos para os consumidores finais por meio do pagamento de um prêmio de risco para o governo federal brasileiro, bem como algumas prorrogações temporárias de concessões de geração para compensar as perdas de 2015. Se valendo desse regramento, a Companhia decidiu aderir ao mecanismo com relação a todos os Contratos de Energia elegíveis da Copel GeT e da Elejor, o que representou aproximadamente 16% da garantia física total da Copel GeT.

Em agosto de 2017, o Decreto 9.143/2017 alterou a periodicidade dos leilões de energia nova e autorizou as distribuidoras a negociarem os contratos de venda de energia no mercado livre para consumidores livres e outros agentes (geradoras, comercializadoras e produtores independentes), contanto que tais contratos fossem vinculados à energia excedente contratada nos leilões.

Em janeiro de 2018, o Decreto nº 9.271/2018 regulamentou a outorga de renovação do contrato de concessão no setor elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.074/1995. De acordo com o decreto, foi facultado à União outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até 30 anos, contado da data de sua celebração, à empresa resultante do processo licitatório de privatização de concessionária de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município. Este decreto foi alterado em novembro de 2019 nos termos do Decreto nº 10.135, com o objetivo de reduzir o prazo para a concessionária solicitar a concessão de um novo contrato, de 60 para 42 meses, bem como de fixar a conclusão do processo de privatização com prazo remanescente de concessão superior a 18 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga. Em dezembro de 2022, o dispositivo foi alterado pelo Decretos nº 11.307 e nº 11.314, no sentido de contemplar outras modalidades de privatização do titular da concessão de geração além da transferência do controle acionário, bem como o prazo de formalização do pedido de prorrogação de 42 para 36 meses antes do final da concessão.

Em dezembro de 2019, o MME publicou a Portaria nº 465/2019, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, permitindo que eles comprem energia de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do Sistema Interligado Nacional, considerando o seguinte cronograma: (i) a partir de 1º de janeiro de 2021: consumidores com demanda igual ou superior a 1.500 kW; (ii) a partir de 1º de janeiro de 2022: consumidores com demanda igual ou superior a 1.000 kW; e (iii) a partir de 1º de janeiro de 2023: consumidores com demanda de 500 kW ou mais. Além disso, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deveriam apresentar estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga elétrica abaixo de 500 kW. Em atendimento à Portaria MME nº 465/2019, a ANEEL apresentou seu estudo, discutido com a sociedade por meio da Tomada de Subsídios nº 010, de 2021, que recebeu cerca de 700 contribuições de 52 instituições diferentes. No caso da CCEE, em setembro de 2021, a Câmara encaminhou para o MME o documento "Proposta conceitual para Abertura do Mercado", sugerindo aprimoramentos regulatórios necessários para a entrada de consumidores de menor porte no ambiente do mercado livre. Um dos desdobramentos recentes, decorrentes dos referidos estudos, foi a publicação, em 27 de setembro de 2022, da Portaria MME nº 050/2022, que, a partir de 1º de janeiro de 2024, estenderá as prerrogativas de contratação da Portaria nº 465/2019 para todos os consumidores classificados como Grupo A, porém, com uma ressalva: consumidores com carga individual inferior a 500 kW que quiserem contratar com qualquer tipo de fonte de energia deverão ser obrigatoriamente representados por agente varejista habilitado na CCEE.

Em 1º de setembro de 2020, o governo brasileiro editou a Medida Provisória nº 998, convertida na Lei Federal nº 14.120, de 1º de março de 2021, de modo a complementar as alterações advindas da Medida Provisória nº 950, promovendo alteração de diversas leis, bem como estabelecendo medidas estruturais visando melhorias setoriais urgentes, além de dispor sobre a transferência para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear.

Em 8 de setembro de 2020, após a aprovação do Projeto de Lei nº 10.985/2018 pelo Congresso Nacional, o governo sancionou a Lei 14.052/2020, a qual estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei 13.203, dentre outras providências. A referida lei deu o direito à compensação aos titulares de usinas participantes do MRE pelos efeitos causados pelos empreendimentos estruturantes Jirau, Santo Antônio e Belo Monte e pela geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem garantia física mediante extensão da outorga, limitado a sete anos. Alterou-se também o artigo 11 da Lei 12.783, reduzindo o prazo de manifestação pelo concessionário em relação a prorrogação da concessão de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de 60 para 36 meses da data final do ato de outorga ou do contrato de concessão.

Em 2021, foi sancionada a Lei Federal nº 14.120/2021. A referida lei dispôs de medidas setoriais as quais permeiam a racionalização de encargos e subsídios, transferindo à CDE os recursos destinados a projetos de pesquisa e desenvolvimento e projetos de eficiência energética não comprometidos em favor da modicidade tarifária, a retirada do direito ao desconto nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição a novos empreendimentos de geração, a redução do risco jurídico da suspensão do fornecimento de energia elétrica de inadimplência de consumidor integrante do mercado livre de energia e a realização de leilões de reserva de capacidade. A lei estabeleceu, também, medidas com o objetivo de preservar o consumidor em concessões de distribuição que foram recentemente privatizadas e a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em concessão que for objeto de privatização em 2021.

Em maio de 2021, o Decreto nº 10.707/2021 regulamentou a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, e a previsão legal para a suspensão do fornecimento de energia elétrica de consumidores no mercado livre.

Em julho de 2021, foi sancionada a Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras e deu outras providências, como, por exemplo, a determinação de contratação de reserva de capacidade proveniente de usinas termelétricas a gás natural em diversas regiões do Brasil e a destinação, de no mínimo 50%, da demanda declarada pelas distribuidoras às centrais hidrelétricas até 50 MW nos leilões A-5 e A-6.

Em dezembro de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.000/2021, que consolidou as principais regras da agência para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, na qual estão dispostos os direitos e deveres dos consumidores. A nova resolução representa um dos regulamentos mais importantes da ANEEL, pois condensou em único documento as responsabilidades dos agentes e os procedimentos a serem seguidos pelos consumidores para que o acesso universal ao serviço de energia elétrica esteja disponível com qualidade e eficiência.

Em janeiro de 2022, o Governo Federal publicou o Decreto nº 10.946/2022, tratando da cessão de uso de espaços físicos e do aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento offshore. Por conseguinte, o MME publicou a Portaria Normativa nº 052/2022, estabelecendo os procedimentos complementares referentes à cessão de uso onerosa para exploração de empreendimento de geração offshore, como também criou, em conjunto com o Ministério do Meio Ambiente, por meio da Portaria Interministerial nº 03/2022, o Portal Único de Gestão do Uso de Áreas Offshore para Geração de Energia.

Em março de 2022, o Governo promulgou a Lei nº 14.300/2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). A referida lei determinou que a ANEEL regulamentasse as regras tarifárias para esse segmento e concedeu prazo de um ano para os agentes solicitarem o acesso às distribuidoras sob as regras anteriores à publicação da lei.

Em julho de 2022, o CNPE aprovou, por meio da Resolução nº 08/2022, o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas, que deverá ser desenvolvido ao longo de até 10 anos, propondo ações de curto, médio e longo prazo, com o objetivo de aprimorar de forma integrada a política, planejamento, governança e regulação do setor elétricos e dos demais setores usuários de recursos hídricos, de maneira a otimizar o uso múltiplo da água.

Em fevereiro de 2023, a ANEEL aprovou a regulamentação da Lei nº 14.300/2022, estabelecendo novas diretrizes, entre outros aspectos (i) para cobrança pelo uso da rede de distribuição, (ii) prazos para as distribuidoras realizarem obras de conexão, (iii) apresentação de garantias de desempenho. A Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL estabelece como inserir o custo dos benefícios tarifários dos participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE, na Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE") e nos processos tarifários das distribuidoras. A partir de agora, os novos projetos do GD estão sujeitos, entre outras regras, a pagamentos escalonados do chamado "Fio B", começando em um percentual de 15% a partir deste ano até atingir o pagamento integral em 2029.

Em março de 2023, o MME instituiu, por meio da Portaria Normativa nº 61/2023 – MME, o Protocolo Geral de Segurança e de Gerenciamento de situações Crises de Ativos de Infraestrutura de Energia Elétrica, Mineração, Petróleo e seus derivados, Gás Natural e Biocombustíveis (PGC), para o gerenciamento de crises decorrentes de incidentes que comprometam a integridade ou disponibilidade dos serviços, bem como o Comitê de Gerenciamento de Crise (CGC), composto por representantes do MME e Diretores Gerais das agências reguladoras de energia elétrica (ANEEL), mineração (ANM), petróleo, gás natural e biocombustíveis (ANP) e por fim, da Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN).

Em agosto de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.070/2023 de modo a alterar as normas referentes aos procedimentos e requisitos para realização de estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas, exploração e outorga de empreendimentos hidrelétricos consolidados na Resolução Normativa nº 875/2020. Adicionalmente, também publicou a Resolução Normativa nº 1.071/2023 para disciplinar os requisitos e procedimentos necessários à obtenção de outorga de autorização de centrais geradoras eólicas, fotovoltaicas, termelétricas, híbridas e outras fontes alternativas, em substituição à Resolução Normativa nº 876/2020.

Em outubro de 2023, o MME, em conjunto com Ministério das Comunicações, através da Portaria Interministerial MCOM/MME nº 10.563, instituiu a Política Nacional de Compartilhamento de Postes - "Poste Legal" entre distribuidoras de energia elétrica e prestadoras de serviços de telecomunicações.

Em novembro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.077/2023 para estabelecer critérios para aprovar plano de transferência de controle societário de concessionário, permissionário ou autorizado de serviços e instalações de geração e de transmissão de energia elétrica cujo empreendimento esteja em implantação ou em processo de ampliação, como alternativa à extinção da outorga Resolução Normativa nº 846/2019.

Em dezembro de 2023, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.081 para o aprimoramento do arcabouço normativo que trata da comercialização varejista sob a ótica da flexibilização dos requisitos de migração para o Ambiente de Contratação Livre e demais providências relacionadas à alteração nas Regras e Procedimentos de Comercialização por parte da CCEE.

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

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

Ainda em março de 2024, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.084/2024 que aprovou nova versão do Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias, com a incorporação da geração fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética, na metodologia de acionamento das Bandeiras Tarifárias, dentre outros pontos.

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

Ainda em abril de 2024, a ANEEL promoveu alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica por meio da Resolução Normativa nº 1.087/2024, aprovando as revisões dos Módulos 11, 18 e 20 das Regras de Comercialização, bem como das revisões dos Submódulos 1.3 e 7.1 dos Procedimentos de Comercialização em face das disposições sobre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica regulamentadas pelo Decreto nº 11.835, de 2023.

Também em abril de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.089/2024, atualizando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação, em razão do fechamento da Consulta Pública nº 28/2021, instituída com vistas a colher subsídios para a proposta de alteração das Regras de Comercialização vinculadas à caracterização e à alocação de custos do deslocamento hidráulico motivado por geração termelétrica inflexível.

Em maio de 2024, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 1.090/2024, alterando a metodologia do cálculo da penalidade por insuficiência de lastro para venda e para cobertura contratual de consumo de energia elétrica, a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2025, bem como a Resolução Normativa nº 1.094/2024, regulamentando os artigos 21 e 24 da Lei nº 14.300/2022, que tratam da sobrecontratação involuntária e da venda de excedentes decorrentes do regime de microgeração e minigeração distribuída.

Em junho de 2024, foi publicado o Decreto nº 12.068/2024 regulamentando a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 4º da Lei nº 9.074/1995, e estabelece diretrizes para a modernização das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica em busca de mais qualidade e flexibilidade nos contratos futuros, bem como editado o Decreto Federal nº 12.084/2024, que instituiu o “Programa Energia Limpa no Minha Casa, Minha Vida”, com a finalidade de promover a implantação de geração de energia elétrica renovável prioritariamente para unidades habitacionais do Programa Minha Casa, Minha Vida das Faixas Urbano 1 e Rural 1.

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

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

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

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

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

Em setembro de 2024, o ONS adotou novos mecanismos de equacionamento e gestão do SIN para lidar com situações relacionadas com restrições de curtailment, no caso de cortes de geração de usinas eólicas e solares em razão da sobreoferta de energia, bem como da situação inversa, quando a demanda segue elevada com o aumento das curvas de carga nos horários da ponta noturna, mas a geração solar torna-se indisponível, sendo equacionada com o acionamento de térmicas ou aumento de potência das hidrelétricas quando disponível. Buscando uma distribuição mais equilibrada dos cortes, além da implementação de novos leilões de reserva de capacidade para que se possa acionar térmicas ou hidrelétricas nestes períodos, bem como da ampliação das modalidades de intercâmbio internacional com os países vizinhos, bem como buscar novas alternativas atendimento da demanda, como por exemplo aquelas baseadas em sistemas de armazenamento por meio de baterias, temas que estão ganhando atenção no setor.

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

Em outubro de 2024, o MME publicou a Portaria Normativa GM/MME nº 87/2024, com as diretrizes de importação de energia elétrica do Paraguai em contratos firmes, para negociação no Ambiente de Contratação Livre (ACL). A proposta referente a importação de energia com lastro foi disponibilizada em Consulta Pública (CP nº 174/2024).

Em dezembro de 2024, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.109/2024, que dentre outros pontos, altera a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022, ajustando a redação do § 3º do art. 16, bem como corrige inconsistência metodológica apontada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no § 4º do art. 16, de modo a distribuir a frustração de energia do conjunto de usinas somente entre as usinas que apresentam frustração de energia positiva.

Ainda em dezembro de 2024, foi publicada pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.110/2024, contemplando alterações para regulamentação e operacionalização da comercialização varejista, aprovando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, os Procedimentos de Comercialização de Energia Elétrica, bem como ajustes em Resoluções Normativas relacionadas.

Também em dezembro de 2024, foi sancionada a lei 15.042/2024, que regulamenta o mercado de carbono no país, instituindo o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE). A legislação permite a compra e venda de créditos de carbono, possibilitando que as emissões de gases poluentes se revertam em ativos financeiros negociáveis.

Em janeiro de 2025, foi sancionada a lei 15.103/25, que institui o Programa de Aceleração da Transição Energética (Paten), com o objetivo de incentivar projetos de desenvolvimento sustentável, ou seja, as empresas que possuem valores a receber do Governo Federal, como precatórios e créditos tributários, poderão acessar tais créditos para financiar projetos ligados à transição energética.

Concessões

A Lei nº 8.987/1995, que dispôs sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, estabeleceu, entre outras coisas, as condições que as concessionárias deverão observar na prestação de serviços de energia, os direitos do consumidor e os direitos e as obrigações da concessionária e do poder concedente. A concessionária deve cumprir os regulamentos gerais que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei e dos regulamentos associados da ANEEL são resumidas abaixo:

Serviço adequado. A concessionária deverá prestar serviço adequado a todos os consumidores sob sua concessão e deve manter certos padrões relativos à regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade.

Uso de terra. A concessionária poderá usar terras públicas ou requerer que o poder concedente desaproprie terras particulares necessárias, em benefício da concessionária. Nesse último caso, a concessionária deve indenizar os proprietários particulares afetados.

Responsabilidade objetiva. A concessionária será objetivamente responsável por todos os danos resultantes da prestação de seus serviços.

Mudanças no controle acionário. O poder concedente precisará aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

Intervenção pelo poder concedente. O poder concedente poderá intervir na concessão, por meio da ANEEL, para garantir a prestação adequada dos serviços, assim como o pleno cumprimento das disposições contratuais e regulamentares aplicáveis. Uma vez que a ANEEL determine a intervenção, limitada a um ano, mas prorrogável por mais dois anos, o poder concedente deverá nomear um terceiro para administrar a concessão. Dentro de 30 dias da determinação da intervenção, o representante do poder concedente deverá dar início ao processo administrativo em que a concessionária terá o direito de contestar a intervenção. O processo administrativo que deve ser concluído em um ano. Os acionistas da concessionária sob intervenção deverão encaminhar à ANEEL, no prazo de 60 dias a partir da determinação da intervenção, um plano de recuperação e correção. Se a ANEEL aprovar esse plano, a intervenção é encerrada. Se a ANEEL não aprovar o plano, o poder concedente poderá: (i) declarar a caducidade da concessão; (ii) determinar a cisão, incorporação, fusão ou transformação da concessionária, incorporação de uma controlada ou cessão de cotas/ações a terceiros; (iii) determinar a mudança de controle da concessionária; (iv) determinar o aumento de capital da concessionária; ou (v) determinar a incorporação de uma sociedade de propósito específico.

Extinção da concessão. A extinção do contrato de concessão poderá ocorrer por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação é a extinção prematura de uma concessão por motivo de interesse público. A encampação deverá ser aprovada mediante lei autorizativa ou decreto. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente depois que a ANEEL ou o MME tiverem determinado, em instância administrativa final, que a concessionária, entre outras hipóteses, (i) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir as leis e os regulamentos aplicáveis, (ii) perdeu a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar serviços adequados, ou (iii) não cumpriu as penalidades impostas pelo poder concedente. A concessionária poderá contestar judicialmente qualquer encampação ou declaração de caducidade.

Um contrato de concessão também poderá ser extinto (i) por acordo mútuo entre as partes, (ii) por falência ou dissolução da concessionária, ou (iii) por decisão judicial final transitada em julgado em ação impetrada pela concessionária.

Quando um contrato de concessão for extinto, todos os ativos, direitos e privilégios relacionados de modo relevante com a prestação dos serviços de energia serão revertidos para o governo brasileiro. Em razão da extinção, a concessionária fará jus a indenização por seus investimentos em ativos não totalmente amortizados ou depreciados, deduzidos todos os montantes referentes a multas e danos devidos pela concessionária.

Vencimento. Quando vence o prazo da concessão, todos os ativos, direitos e privilégios relacionados de modo relevante com a prestação dos serviços de energia serão revertidos para o governo brasileiro. Ao término da concessão, a concessionária fará jus a indenização por seus investimentos em ativos não totalmente amortizados ou depreciados no momento do vencimento.

Penalidades. Os regulamentos da ANEEL regem a imposição de sanções contra participantes do setor elétrico e determinam as penalidades apropriadas com base na natureza e importância da infração (incluindo avisos, multas, suspensão temporária do direito de participar de licitações de novas concessões, de licenças e de autorizações e declaração de caducidade). Para cada infração, as multas podem ser de até 2% da receita da concessionária (líquida de ICMS e ISS) no período de 12 meses anterior à notificação da penalidade. Algumas infrações que podem resultar em multas dizem respeito à omissão do agente em requerer a aprovação da ANEEL para certos atos, incluindo: (i) assinatura de certos contratos entre partes relacionadas; (ii) venda ou cessão dos ativos relacionados a serviços prestados, assim como constituição de qualquer ônus (incluindo garantia, fiança, aval, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros ativos relacionados à concessão ou às receitas dos serviços de energia elétrica; (iii) mudanças no controle acionário do detentor da autorização ou concessão; e (iv) certas mudanças no estatuto social. No caso de contratos entre partes relacionadas submetidos à aprovação da ANEEL, a ANEEL pode impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, exigir que o contrato seja rescindido.

No que diz respeito ao direito de exploração destes serviços, as companhias ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil deverão participar de licitações ou requerer ao MME ou à ANEEL uma concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões darão direito a gerar, transmitir ou distribuir energia dentro de área de concessão específica, por período determinado. Esse período é de 35 anos para concessões de geração outorgadas após 2003 e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição, conforme previsto pela Lei nº 9.074/1995.

Prorrogação de Concessões

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pelo artigo 19 da Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei 12.783/2013, a qual foi alterada pela Lei nº 14.052/2020, quanto ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões.

De acordo com a referida lei, a concessionária deverá solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 36 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e empreendimentos de transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou as receitas iniciais para os empreendimentos de geração (RAG – Receita Anual de Geração) e transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

As concessões de geração de energia hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. As concessões de geração de energia termelétrica têm o prazo de prorrogação limitado a 20 anos.

Em 2019, foi publicado o Decreto nº 10.135/2019, que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização por meio de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, tendo como um dos condicionantes a alteração do regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 12 meses do final da concessão, conforme previsto no Decreto nº 10.893/2021. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo de 12 meses, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

Outro regulamento que trouxe impacto nos prazos das concessões diz respeito à Lei nº 14.052/2020, a qual alterou a Lei nº 13.203/2015, para fins de estabelecer um modo de compensação aos titulares de usinas participantes do MRE mediante os efeitos causados pelos empreendimentos hidrelétricos com prioridade de licitação e implantação indicados pelo CNPE, quais sejam, Belo Monte, Jirau e Santo Antônio, pela geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação de energia elétrica sem garantia física.

Para tanto, estabeleceu-se a compensação por meio de extensão do prazo de outorga das usinas contempladas pela Lei nº 13.203/2015, culminando na homologação do prazo de extensão da outorga destas usinas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Por conseguinte, 18 empreendimentos hidrelétricos sob titularidade da Copel GeT e/ou com participação da Copel e/ou Copel GeT foram contemplados pela homologação dos novos prazos de outorga.

Em 2 de março de 2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE Foz do Areia para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de manter, pelo menos em parte, uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

No final de 2022, o acionista controlador manifestou o interesse em transformar a Copel em companhia de capital disperso (Corporation). Diante deste novo arranjo societário foi possível, nos termos da Lei Federal nº 9.074/95, a realização de estudos para renovação integral das três principais concessões de Usinas Hidrelétricas. São elas: a UHE Foz do Areia (1.676 MW e vencimento da concessão em 21.12.24), a UHE GNB (1.260 MW e vencimento em 25 de setembro de 2032) e UHE Salto Caxias (1.240 MW e vencimento em 20 de março de 2033).

Em 11 de agosto de 2023 ocorreu a liquidação financeira da oferta pública secundária de ações de titularidade do Estado do Paraná e da oferta pública primária de novas ações da Copel, transformando a Copel em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador. Em decorrência dessa operação, a Copel cumpriu com os requisitos para fins de obtenção de novos contratos de concessão para as usinas Foz do Areia, GNB e Salto Caxias, nos termos da Lei nº 9.074/1995.

Em 2024 a Copel celebrou os novos contratos de Concessão para as usinas Foz do Areia, Salto Caxias e Segredo, pro prazo de trinta anos, nos termos do Decreto 9271/2018, não sendo concedido o direito pela prorrogação das concessões renovadas. No caso da PCH Apucarantina, submeteu-se requerimento de prorrogação da concessão, nos termos da Lei de Renovação das Concessões.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2026, a Copel não manifestou interesse na renovação nos termos da Lei 12.783, e pretende, ao final da concessão, solicitar à ANEEL a conversão da outorga em registro.

Ainda com base na Lei 12.783, a Companhia solicitou para UHE Apucarantina a prorrogação da outorga em 26 de janeiro de 2024. Conforme a Lei nº 14.052/2020, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar as concessões das UHEs Guaricana e Chaminé até julho e agosto de 2025, respectivamente. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

Em relação à concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia submeteu, em 30 de outubro de 2023, ao Poder Concedente o pedido de desistência ao requerimento de prorrogação da concessão da usina e em 27 de fevereiro de 2024, através do Despacho ANEEL 561/2024, a operação comercial da UTE Figueira foi suspensa. Em 09 de dezembro de 2024, solicitou-se à ANEEL a extinção da concessão com a dispensa da reversão dos bens.

Concessões de Geração

As tabelas a seguir apresentam informações sobre os prazos e as prorrogações de nossas principais concessões de geração hidrelétrica, termelétrica e eólica, nas quais detemos participação acionária direta:

Usina Hidrelétrica	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Data de prorrogação	Data final de vencimento
Foz do Areia ¹	Novembro 2024	Novembro 2054	Não renovável	Novembro 2054
Apucarantina	Outubro 1975	Outubro 2005	Abril 2003	Janeiro 2027 ⁴
Guaricana	Agosto 1976	Agosto 2006	Agosto 2005	Julho 2028 ⁴
Chaminé	Agosto 1976	Agosto 2006	Agosto 2005	Agosto 2028 ⁴
GNB (Segredo)	Novembro 2024	Novembro 2054	Não renovável	Novembro 2054
Derivação do Rio Jordão	Novembro 1979	Novembro 2009	Setembro 2009	Junho 2032 ⁴
Salto Caxias	Novembro 2024	Novembro 2054	Não renovável	Novembro 2054
Mauá ²	Junho 2007	Julho 2042	Não renovável	Junho 2049 ⁴
Colíder	Janeiro 2011	Janeiro 2046	Não renovável	Janeiro 2046 ⁴
Cavernoso II	Fevereiro 2011	Fevereiro 2046	Não renovável	Dezembro 2050 ⁴
Baixo Iguaçu ³	Agosto 2012	Agosto 2047	Não renovável	Dezembro 2049 ⁴
PCH Bela Vista	Mai 2007	Janeiro 2041	Não renovável	Janeiro 2041

¹ Em 3 de março de 2020, a concessão da UHE Foz do Areia foi transferida da Copel GeT para F.D.A. Geração de Energia S.A., de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 8578/2020. A Copel GeT é proprietária de 100% da F.D.A. Geração de Energia S.A.

² A UHE Mauá foi construída pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, onde a Copel possui uma participação de 51,0% e a Eletrosul, os 49,0% restantes. Considera a prorrogação do prazo de extensão da outorga conforme a Resolução Homologatória nº 3.242/2023.

³ Baixo Iguaçu foi construída pelo Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, onde a Copel detém 30% e a Geração Céu Azul detém os 70% restantes.

⁴ Considerando a homologação do prazo de extensão da outorga por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Usinas Termelétricas	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Data de prorrogação	Data final de vencimento
Figueira	Março 1969	Março 1999	Junho 1999	Março 2019 ¹

¹ Em outubro de 2023 a Copel requereu junto ao Poder Cedente, nos termos da Lei nº 12.783/2013, a desistência da intenção de prorrogação da outorga, anteriormente manifestada perante a ANEEL. Em 09 de dezembro de 2024, solicitou-se à ANEEL a extinção da concessão com a dispensa da reversão dos bens.

Em novembro de 2021 a Copel negociou com a Valtalia Energia do Brasil Ltda. (Valtalia) a aquisição integral do complexo Vilas, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. O complexo Vilas possui 186.7 MW de potência instalada e 98.6 MWm de garantia física de energia. O complexo Vilas comercializou cerca de 32.7 MWm no 28º Leilão de Energia Nova pelo preço de R\$ 97.8593.00/MWh, para início de suprimento em 2024, enquanto vendeu cerca de 3.3 MWm no 29º Leilão de Energia Nova pelo preço de R\$ 81.7279.92/MWh, para início de suprimento em 2023. Os contratos de energia possuem vigência de 20 anos. O complexo Vilas está totalmente operacional, passando a fazer parte dos empreendimentos de geração eólica da Copel.

Usinas Eólicas	Data inicial da concessão	Data do primeiro vencimento
Asa Branca I	Abril 2011	Abril 2046
Asa Branca II	Maio 2011	Maio 2046
Asa Branca III	Maio 2011	Maio 2046
Nova Eurus IV	Abril 2011	Abril 2046
Santa Maria	Maio 2012	Maio 2047
Santa Helena	Abril 2012	Abril 2047
Ventos de Santo Uriel	Abril 2012	Abril 2047
Boa Vista	Abril 2011	Abril 2046
Farol	Abril 2011	Abril 2046
São Bento do Norte	Maio 2011	Maio 2046
Olho D'água	Junho 2011	Junho 2046
Cutia ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Guajiru ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Jangada ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Maria Helena ¹	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Palmas	Setembro 1999	Setembro 2029
Potiguar ¹	Maio 2015	Maio 2050
Esperança do Nordeste ¹	Maio 2015	Maio 2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste ¹	Maio 2015	Maio 2050
São Bento do Norte I ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Bento do Norte II ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Bento do Norte III ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel I ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel II ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel III ¹	Agosto 2015	Agosto 2050
Jandaíra I ²	Abril 2020	Abril 2055
Jandaíra II ²	Abril 2020	Abril 2055
Jandaíra III ²	Abril 2020	Abril 2055
Jandaíra IV ²	Abril 2020	Abril 2055
Vila Maranhão I ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Vila Maranhão II ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Vila Maranhão III ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Vila Ceará I ³	Janeiro 2019	Janeiro 2054
Ventos de Vila Mato Grosso I ³	Dezembro 2019	Dezembro 2054

¹ Usinas eólicas integrantes do Complexo eólico Cutia.

² O consórcio formado por Copel GeT e Cutia Empreendimentos Eólicos S.A., venceu o Leilão ANEEL nº 004/2019 para construção do Complexo Eólico Jandaíra (I, II, III e IV)

³ Empreendimentos integrantes do Complexo Vilas, localizados no estado do Rio Grande do Norte. Copel GeT concluiu a aquisição dos empreendimentos em novembro de 2021.

A tabela a seguir apresenta informações relacionadas ao prazo de nossa usina de geração hidrelétrica, cujo contrato de concessão foi celebrado de acordo com os termos e as condições da Lei 12.783:

Usinas Hidrelétricas	Data de início da concessão	Primeira data de vencimento	Data de Prorrogação	Última data de vencimento ¹
Capivari Cachoeira (Gov Parigot de Souza)	Janeiro 2016	Janeiro 2046	Não sujeito a prorrogação	Janeiro 2053

¹ Considerando a homologação do prazo de extensão da outorga por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/202.

A tabela a seguir apresenta informações relativas aos prazos de geração de nossas usinas hidrelétricas que, quando o respectivo período original de concessão expirar, deixarão de ser sujeitas a um regime de concessão e passarão a ser sujeitas a um processo de registro junto à ANEEL:

Usinas Hidroelétricas ¹	Data inicial de concessão	Data de vencimento da concessão	Data final de vencimento
Chopim I	Março 1964	Julho 2015	Indeterminado
São Jorge	Dezembro 1974	Julho 2026 ²	—
Cavernoso	Janeiro 1981	Junho 2033 ²	—
Melissa	Maio 2002	Indeterminado	—
Pitangui	Maio 2002	Indeterminado	—
Salto do Vau	Maio 2002	Indeterminado	—
Marumbi	Março 1956	Maio 2018	Indeterminado

¹ Ao término das concessões ou autorizações para geração de energia hidrelétrica com capacidade instalada igual ou inferior a 5 MW, os projetos pertinentes estão sujeitos a regime de registro de acordo com a Lei Federal nº 9.074/1995, conforme alterada pela Lei Federal No. 13.360/2016. A operação de plantas hidrelétricas e termelétricas com capacidade instalada de até 5.000 KW não está sujeita a concessão, permissão ou autorização e exige somente o registro no poder concedente.

² Considerando a homologação do prazo de extensão da outorga por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021.

Também possuímos participações em dez outros empreendimentos de geração. A tabela a seguir apresenta informações sobre os prazos das concessões das demais instalações de geração em que possuíamos tal participação em 31 de dezembro de 2024.

Usina de Geração	Companhia	Data inicial da concessão	Vencimento	Prorrogação
UHE Dona Francisca	Dona Francisca Energética SA – DFESA	Julho 1979	Setembro 2037 ¹	Possível
UHE Santa Clara	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Outubro 2001	Maio 2040 ¹	Possível
UHE Fundão	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Outubro 2001	Junho 2040 ¹	Possível
PCH Santa Clara I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Dezembro 2002	Dezembro 2032	Possível
PCH Fundão I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. ELEJOR	Dezembro 2002	Dezembro 2032	Possível
UHE Arturo Andreoli	Foz do Chopim Energética	Abril 2000	Agosto 2032 ¹	Possível
EOL Carnaúbas	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	sem previsão legal
EOL Reduto	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL Santo Cristo	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL São João	São Miguel do Gostoso I	Março 2012	Março 2047	Impossível

¹ Considerando a homologação do prazo de extensão da outorga por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021

Concessões de Distribuição

Opera-se originalmente o negócio de distribuição sob um contrato de concessão assinado em 24 de junho de 1999 (retroativo para 7 de julho de 1995), que venceu em 7 de julho de 2015. De acordo com a Lei sobre Prorrogação de Concessões de 2013, a Copel Distribuição teve o direito de renovar essa concessão por um período adicional de 30 anos, ao aceitar uma alteração no contrato de concessão. Apesar das mudanças introduzidas pela Lei sobre Prorrogação de Concessões de 2013, foi concluído que a renovação da concessão de distribuição, de acordo com a Lei sobre Prorrogação de Concessões de 2013, não afetaria materialmente os resultados das operações.

Assim, após uma avaliação cuidadosa das condições impostas pelo governo federal brasileiro para a prorrogação da nossa concessão de distribuição, foi solicitada a renovação desse contrato e o pedido de renovação foi aprovado pelo MME em 11 de novembro de 2015. Em 9 de dezembro de 2015, foi celebrado o quinto termo aditivo do Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Eletricidade nº 46/1999 da Copel Distribuição.

Este aditamento impôs condições de eficiência à Copel Distribuição nos primeiros cinco anos, aferidas por meio de duas métricas diferentes: qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira da empresa. O não cumprimento de quaisquer dessas métricas por (i) dois anos consecutivos ou (ii) quaisquer desses limites no quinto ano após a renovação (2020) poderia resultar na rescisão de nossa concessão de distribuição.

A partir de 1 de janeiro de 2021, entrou em vigor a Resolução Normativa nº 896/2020, mantendo como condicionantes para a manutenção da concessão a conformidade dos indicadores de qualidade (DECI/FECi) e do indicador de sustentabilidade econômico-financeira.

O descumprimento das metas do indicador de qualidade por um ano, torna obrigatória a apresentação de um plano de resultados. Por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, poderá levar a restrições no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio ao acionista controlador da Copel Distribuição. Em caso de descumprimento do DECI ou FECi por um período consecutivo de 3 anos, implicará na abertura do processo de caducidade.

Em caso de descumprimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira por 1 ano poderá levar a restrições no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio e à vedação da celebração de novos atos e negócios jurídicos entre a concessionária e suas partes relacionadas. Por 2 anos consecutivos, caracteriza a inadimplência contratual da concessionária e implicará na abertura, pela ANEEL, do processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão. No entanto, o descumprimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira será revertido mediante aportes que reduzam a Dívida Líquida da Copel Distribuição a um montante que satisfaça as condições previstas na equação de sustentabilidade.

Conselhos Profissionais

A Lei Federal nº 6.839, de 30 de outubro de 1980, estabelece que o desempenho de determinadas atividades exige o registro de estabelecimentos no conselho profissional competente, e a assunção da responsabilidade técnica por tais atividades por um profissional legalmente habilitado, com documento de responsabilidade técnica emitido pelo respectivo conselho profissional. Cada conselho profissional possui regras distintas acerca de prazos e procedimentos para a obtenção e renovação dos cadastros de pessoas jurídicas e de seus responsáveis técnicos.

Diante das atividades desenvolvidas pelos negócios da Companhia, é necessária sua inscrição perante conselhos como o Conselho Regional de Engenharia e Agronomia (“CREA”) e o Conselho Regional dos Técnicos Industriais (“CRT”) do Estado em que presta as suas atividades, sob risco de penalização. A prestação de serviços sujeitos à regulação de Conselhos Profissionais poderá ocorrer pela própria unidade ou de forma terceirizada. Além disso, os profissionais da Companhia que realizam atividades regulamentadas por outras entidades de classe também devem possuir registro perante os Conselhos Profissionais competentes.

Dessa forma, a inscrição da Companhia nos CREAs, CRTs e outros conselhos pertinentes requer o pagamento de anuidades, sendo que a validade da certidão de registro e quitação está sujeita a renovação periódica. Eventual descumprimento da regulamentação dos conselhos pode sujeitar o infrator a determinadas penalidades, mediante a instauração do competente processo administrativo, podendo variar entre advertência, multa, suspensão e cassação do exercício profissional.

Bloqueio Minerário

A mineração e os serviços de geração e transmissão de energia elétrica encontram-se no mesmo patamar jurídico-constitucional, não havendo como, a princípio, a partir da legislação em vigor, afirmar a prevalência de qualquer uma das atividades. Nesse sentido, caso haja incompatibilidade entre as atividades de geração e transmissão de energia elétrica e de mineração que venham a ocorrer no mesmo local – o que nem sempre pode ocorrer, sendo possível a coexistência das atividades –, é necessário que os responsáveis pelos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica apresentem pedido de bloqueio minerário da área em questão à Agência Nacional de Mineração (“ANM”), como forma de impedir a solicitação de novas outorgas para a exploração de recursos minerais junto à ANM, indeferir os pedidos de outorga em tramitação e revogar as outorgas existentes.

A proibição de exploração das atividades de mineração em empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica apenas ocorrerá nas hipóteses em que exista a incompatibilidade entre as atividades e se o interesse envolvido no projeto energético superar a utilidade do aproveitamento mineral na área. Além disso, eventuais custos com indenizações devidas a titulares de direitos minerários devem ser arcados integralmente pelos responsáveis pelo desenvolvimento dos referidos empreendimentos de energia.

A Companhia segue o indicado no Parecer/Proge nº 500/2008, da Procuradoria-Geral Federal, para fins de solicitação do bloqueio minerário em seus empreendimentos. Nos contratos de construção de linhas de transmissão, a orientação das contratadas para solicitação está indicada no Termo de Referência de Serviços Fundiários Patrimoniais – Item: Cadastro de Direitos Minerários e Termo de Renúncia.

Faixas de Domínio

A faixa de domínio é a base física sobre a qual se assenta uma rodovia, compreendendo pistas de rolamento, canteiros, obras de arte, acostamentos, sinalização e faixas laterais de segurança. Seus limites são definidos conforme o projeto executivo da rodovia, decretos de utilidade pública ou projetos de desapropriação. Embora seja patrimônio público, sua gestão e manutenção são de responsabilidade do órgão ou entidade competente, que pode ser o poder público ou uma concessionária, conforme estabelecido em contrato de concessão.

De acordo com o artigo 50 do Código de Trânsito Brasileiro (CTB), o uso das faixas de domínio e das áreas adjacentes às rodovias deve seguir as condições de segurança do trânsito estabelecidas pelo órgão ou entidade com circunscrição sobre a via, como o DNIT, os DERs estaduais ou órgãos municipais, dependendo da jurisdição da rodovia.

A Companhia está sujeita à regulamentação vigente para elaboração de estudos e projetos que interfiram na faixa de domínio, tais como a Resolução nº 07/2021 DG/DNIT e o Decreto nº 84.398/1980, além de manuais técnicos e instruções de serviço emitidos pelos órgãos competentes.

Caso a Companhia instale uma linha de transmissão dentro da faixa de domínio de uma rodovia concedida, deverá elaborar o projeto e estabelecer processos de operação e manutenção em conformidade com os procedimentos exigidos pela concessionária rodoviária. Além disso, a instalação estará sujeita às diretrizes da ANEEL e demais órgãos reguladores do setor elétrico, garantindo a compatibilidade entre a infraestrutura elétrica e viária, bem como a segurança operacional de ambos os sistemas.

Regulação de tráfego aéreo

O Comando da Aeronáutica (“COMAER”), através do Departamento de Controle do Espaço Aéreo (DECEA), é a organização responsável pelo controle do espaço aéreo brasileiro e dispõe sobre as restrições aos objetos projetados no espaço aéreo que possam afetar adversamente a segurança ou a regularidade das operações aéreas.

Assim para garantir a segurança de operações aéreas, o DECEA determina as regras de implantação e sinalizações necessárias às linhas aéreas de transmissão de energia elétrica, principalmente nas proximidades de aeroportos e aeródromos, bem como demais locais necessários. Por isso a COPEL para implantação de linhas de transmissão solicita aprovação prévia ao referido órgão e ainda realiza a manutenção das sinalizações instaladas nas linhas de transmissão em operação.

Como parte da metodologia de manutenção de ativos, vem sendo adotada a utilização de Aeronaves Não Tripuladas, comumente chamadas de "drones" nas atividades da Companhia, os quais possuem regulamentação de voo própria, regida também pelo DECEA, e estabelece a necessidade de cadastro de equipamentos, registro dos responsáveis por voo, plano de voo (de acordo com a localidade), entre outros. Ao empregar Aeronaves Não Tripuladas, a COPEL mantém seus pilotos treinados e orientados a realizar o planejamento dos voos para que possam realizar operações seguras e em consonância com as normas em vigor no Brasil.

(b) principais aspectos relacionados ao cumprimento das obrigações legais e regulatórias ligadas a questões ambientais e sociais pelo emissor

Política Ambiental

A Companhia possui diretrizes relacionadas à gestão ambiental, contidas na Política de Sustentabilidade, além de outras normas internas correlatas da Companhia, as quais a auxiliam na condução de seus negócios e operações para o cumprimento de diretrizes sustentáveis. A referida política encontra-se disponível em: <https://ri.copel.com/governanca-corporativa/estatutos-politicas-e-regimentos/>.

Destacamos que anualmente a Companhia realiza investimentos significativos e gastos com manutenção dos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente, com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados, educação ambiental para a comunidade e outros projetos ambientais.

Regulação Ambiental

Em atendimento à legislação brasileira (em especial, a Lei Federal 6.938/1981, com desdobramento para as Resoluções CONAMA nº 001/1986 e 237/1997), o processo de licenciamento ambiental é uma atividade obrigatória para empreendimentos ou atividades utilizadoras de recursos naturais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras.

Todos os empreendimentos da Copel passam por licenciamento ambiental, sendo elaborados Estudos de Impactos Ambientais e seus respectivos Relatórios de Impacto ao Meio Ambiente (EIA/Rima) ou Relatórios Ambientais Simplificados (RAS), os quais dependem do porte de cada empreendimento. A partir desse levantamento, identifica-se se os impactos são positivos ou negativos, considerando os seguintes aspectos: (i) espacialização (áreas atingidas); (ii) fase de ocorrência em relação à obra; (iii) incidência, se é direta ou indireta; (iv) temporalidade (imediato, médio ou longo prazo); (v) durabilidade (temporário ou permanente); e (vi) reversibilidade.

De acordo com a Constituição Brasileira, as questões ambientais estão sujeitas à competência legislativa concorrente, ou seja, além dos ditames legais federais de ordem geral, os estados e municípios também possuem competência para legislar em matéria ambiental, sendo que suas legislações próprias devem ser igualmente observadas dentro dos seus limites jurisdicionais. As competências de cada ente federativo são dadas pela Lei Complementar nº 140/2011. De forma geral, o licenciamento ambiental de empreendimentos de energia elétrica é regulamentado pela Resolução CONAMA nº 06/1987 e Resolução CONAMA nº 279/2001. Estas normativas norteiam regulamentações de licenciamento ambiental de empreendimentos de energia elétrica no âmbito federal. Todo empreendimento efetivo ou potencialmente poluidor deve ter sua localização, instalação e operação licenciadas pelo órgão ambiental. O processo de licenciamento ambiental pode ser dado de modo trifásico, sendo necessário um tipo de licença para cada fase mencionada do empreendimento; de forma simplificada, onde, por exemplo, uma licença ambiental autoriza simultaneamente a localização, instalação e operação do empreendimento; ou então dispensada de licenciamento ambiental, se houver o enquadramento em hipóteses de dispensabilidade definidas pela legislação pertinente.

Conforme exposto acima, para a obtenção e manutenção das licenças ambientais, são realizados estudos ambientais (EIA/RIMA, RAS, Plano de Controle Ambiental, Relatório de Detalhamento de Programas Ambientais, dentre outros), de modo a analisar o ambiente no qual o empreendimento estará inserido e suas peculiaridades, avaliar os possíveis impactos ambientais a serem gerados pela atividade, e traçar estratégias e medidas a se evitar, mitigar ou compensar impactos negativos e potencializar impactos positivos, bem como monitorar e controlar os impactos ambientais identificados. As licenças ambientais estabelecem condicionantes, as quais definem ações que devem ser implementadas pelo empreendedor para que as licenças permaneçam válidas, ensejando a execução de ações e programas ambientais que visam ao acompanhamento/mitigação dos impactos gerados pelo empreendimento. Cada licença ambiental tem uma validade definida, devendo ser renovada dentro dos prazos legais, sendo que o não cumprimento das condicionantes poderá levar à não renovação das licenças, além de ser considerado uma infração, conforme disposto no Decreto Federal nº 6.514, de 22 de julho de 2008. Conforme o artigo 66 do referido decreto, a multa pode variar entre R\$ 500,00 e R\$ 10.000.000,00, caso as condicionantes não sejam atendidas ou caso o empreendimento desenvolva as suas atividades sem licença ambiental válida.

No licenciamento ambiental, além de se ser necessário aval do órgão ambiental licenciador para instalar o empreendimento, outros órgãos e organizações públicas e privadas devem ser consultados concomitantemente a fim de se compatibilizar a atividade pretendida pela Copel com outras inerentes ou previstas no local, como o IPHAN, INCRA, ICMBio, ANM, FUNAI, Prefeituras, companhias de administração de empreendimentos de infraestrutura (rodovias, ferrovias, gasodutos, energia, saneamento, entre outros), associações de moradores, dentre outros órgãos e organizações públicas e privadas. A Lei nº 9.985/2000, que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza, prevê, no §3º de seu Art. 36, a necessidade de autorização do órgão responsável pela administração de uma unidade de conservação, quando o empreendimento afetar esta unidade ou sua zona de amortecimento. Aqui, da mesma forma, o não cumprimento pode levar ao cancelamento da licença ou ao não cumprimento de condicionantes, ensejando as mesmas penalidades descritas anteriormente (Lei de Crimes Ambientais). Em paralelo, a Lei Federal nº 6.001, de 19 de dezembro de 1973, preconiza que eventual interferência direta ou indireta sobre terras indígenas deve ser precedida de avaliação pela autoridade competente (FUNAI), mediante o seu envolvimento pelo órgão ambiental responsável no âmbito do processo do licenciamento ambiental e adoção de medidas específicas para o endereçamento do componente indígena.

A principal e mais relevante área especialmente protegida pela legislação brasileira é a área de preservação permanente – APP, seja coberta ou não por vegetação nativa, com a função ambiental de preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica e a biodiversidade, bem como de facilitar o fluxo gênico de fauna e flora, proteger o solo e assegurar o bem-estar das populações humanas. Este conceito está descrito no art. 3º, II da Lei 12.651, de 25 de maio de 2012 (“Código Florestal Brasileiro”).

Visando a preservação de tais áreas, não são autorizadas, via de regra, intervenções de ordem antrópica, como por exemplo, edificações, supressões ou desmatamentos. A exceção reside tão somente nas hipóteses de intervenção permitidas, autorizadas ou previstas no Código Florestal Brasileiro, bem como se forem formalmente autorizadas pelo Poder Público competente.

Não obstante, há outras modalidades de áreas especialmente protegidas (reserva legal, unidades de conservação¹, áreas ambientais municipais e áreas de uso restrito, nos termos do artigo 3º do Código Florestal Brasileiro) que igualmente exigem observância a restrições ou proibições previstas em regulamentos, leis e na própria Constituição Federal.

Portanto, como bens jurídicos que são, estas áreas especialmente protegidas são tuteladas pelo direito civil², pelo direito penal³ e pelo direito administrativo⁴. Em caso de descumprimento das normas de proteção das áreas especialmente protegidas, poderão ser fixadas pelo Poder Público penalidades, sanções, penas ou obrigações que vão desde o pagamento de indenizações, fixação de obrigação de fazer e/ou não fazer, multas, embargo de obra ou atividade e suas respectivas áreas, suspensão parcial ou total de obras, atividades e/ou licenças ou autorizações até penas restritivas de direitos ou privativas de liberdade.

Cabe destacar que uma única e mesma conduta ambiental infracional poderá implicar na incidência de responsabilidade nas três esferas: civil, penal e/ou administrativa.

Os projetos passam por análise ambiental prévia por uma equipe multidisciplinar e competente de meio ambiente que cuida de detalhes locais, analisando aspectos físicos, bióticos e socioeconômicos de cada ambiente, como solo, clima, resíduos, flora, fauna, culturas e costumes, dentre outros. Além disso, são utilizados programas computacionais que simulam e auxiliam na escolha dos locais e condições para instalar a atividade pretendida, evitando-se áreas compostas por vegetação nativa, cursos hídricos, legalmente protegidas, ambientalmente sensíveis, outras obras de utilidade pública, visando mitigar o impacto ambiental gerado pelos empreendimentos e atividades correlacionadas.

¹ Lei Federal nº 9985/2000 - Regulamenta o art. 225, § 1º, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências.

² Lei Federal nº 7347/1985 - Disciplina a ação civil pública de responsabilidade por danos causados ao meio-ambiente, ao consumidor, a bens e direitos de valor artístico, estético, histórico, turístico e paisagístico (VETADO) e dá outras providências.

³ Lei Federal nº 9605/1998 - Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências.

⁴ Decreto Federal nº 6514/2008 - Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências.

Logo, além das leis e normas citadas, outras legislações pertinentes são levadas em conta nos projetos da Copel, como a Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei Federal nº 12.305/2010), a Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei Federal nº 9.433/1997), o Código Florestal Brasileiro (Lei Federal nº 12.651/2012) e o SNUC (Lei nº 9985/2000), dentre outras diretrizes e normativas específicas editadas pelo CONAMA, conselhos estaduais e municipais de meio ambiente ou demais afetas às atividades realizadas pela Companhia. Destacamos, ainda, a necessidade de cumprimento da Política Nacional de Segurança de Barragens (Lei nº 14.066/2020), o atendimento integral ao Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, com o fornecimento de dados sobre os rios monitorados pela companhia, bem como a necessidade de obtenção das outorgas dos direitos de uso de recursos hídricos, ambos em atendimento à Lei Federal nº 9.433/1997 supracitada.

O não cumprimento da legislação ambiental pode ser caracterizado como crime ambiental, infração ambiental e/ou ocasionar danos materiais. A Lei de Crimes Ambientais (Lei Federal nº 9.605/1998) traz sanções civis, administrativas e penais que os infratores estão sujeitos, conforme a tipologia do crime. Nos casos de dano ambiental será obrigado a reparar os danos causados e/ou pagar indenização por eles à parte afetada. As sanções administrativas podem incluir multas e suspensão das atividades.

Na esfera civil, aquele que causar dano ao meio ambiente é responsável por reparar ou indenizar o dano causado, independentemente de culpa. Aplica-se a responsabilidade de forma objetiva e solidária em relação a todas as partes direta ou indiretamente envolvidas na geração do dano. Não existe, na legislação brasileira, previsão de teto ou limitação no valor a ser fixado a título de indenização pelo dano ambiental, o qual será proporcional ao dano causado. Ainda, em razão de precedente do Supremo Tribunal Federal, conforme exarado no Tema 999 de repercussão geral do Recurso Extraordinário nº 654833, não há prazo prescricional para o ajuizamento de ações judiciais para reparação de danos ambientais.

Na esfera administrativa, algumas multas por infração ambiental podem chegar a R\$ 50 milhões, sendo que a multa máxima é aplicada, geralmente, em casos de grande impacto ambiental ou quando há risco à saúde humana. Outras penalidades administrativas incluem, por exemplo, a suspensão de atividades e o embargo de obras, nos termos dos artigos 3º e 9º do Decreto Federal nº 6.514/2008.

A Lei de Crimes Ambientais prevê a responsabilização de todos aqueles que, de qualquer forma, concorrem para a prática de crimes contra o meio ambiente, sendo cada qual penalizado na medida de sua culpabilidade. Tal lei prevê, ainda, a responsabilidade da pessoa jurídica, caracterizada se a infração for cometida (i) por decisão de seu representante legal ou contratual, ou de seu órgão colegiado; ou (ii) no interesse ou benefício da pessoa jurídica que representa.

Vale ressaltar que a responsabilidade da pessoa jurídica não exclui a das pessoas físicas, autoras, coautoras ou partícipes.

A Lei de Crimes Ambientais prevê a possibilidade de desconsideração da personalidade jurídica quando essa for considerada um obstáculo à recuperação de danos causados ao meio ambiente. Nessa situação, acionistas e diretores podem ser pessoalmente responsáveis por recuperar os danos ambientais causados.

Devido a isso, a Copel institui por meio de sua Política de Sustentabilidade e seu Código de Conduta, ações e responsabilidades para todos os seus empregados, terceirizados e fornecedores. Adicionalmente, todos os contratados devem respeitar os preceitos do Manual do Fornecedor e demais normas e manuais específicos relacionados com suas atividades e produtos, bem como toda a legislação ambiental vigente. Além disso, casos específicos são regulamentados pelas resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Somos signatários do Pacto Global das Nações Unidas e buscamos ativamente implantar os seus princípios em nossas atividades cotidianas e em nossa cultura corporativa.

O Ministério Público poderá instaurar novos inquéritos civis para investigar eventuais danos ou irregularidades que possam ser atribuídos às atividades da Companhia, assim como promover Ações Cíveis Públicas (ACPs) ou demais ações judiciais com pedidos de cassação de licenças ambientais já concedidas e/ou de recuperação de danos eventualmente causados pela Companhia no desenvolvimento de suas atividades, incluindo no que se refere a aspectos trabalhistas ou ambientais, dentre outros assuntos, que vierem a ser identificados em fiscalizações. Tais ações podem, ainda, demandar reparações a direitos coletivos nas esferas cíveis ou trabalhistas, bem como instituir eventuais ressarcimentos a terceiros.

Em situações em que a Companhia e suas controladas sejam parte em inquéritos civis ou ACPs, poderão figurar como compromissárias em Termos de Ajustamento de Conduta (TAC) ou Termos de Compromisso (TC) perante o Ministério Público ou outro órgão competente, com assunção de obrigações específicas. Por possuir natureza de título executivo extrajudicial, caso seja verificado o descumprimento, total ou parcial, dos termos convencionados nos respectivos acordos, sejam eles novos ou existentes, na data deste Formulário de Referência, em face da Companhia ou suas controladas, a Companhia e/ou suas controladas poderão ficar sujeitas a riscos e penalidades, tais como o pagamento de multas, execução judicial do título extrajudicial e, ainda, judicialização de demandas perante o Poder Judiciário.

Política Social

As ações sociais da Copel são norteadas por normas e políticas internas específicas, onde são definidas as diretrizes que devem ser aplicadas para a Copel, suas subsidiárias integrais, alinhadas às diretrizes estratégicas do negócio e à sua cadeia de valor, de modo a entregar serviços de forma normalizada, estruturada e que gerem valor para a sociedade.

Em relação as políticas institucionais e normas da Companhia, destaca-se:

- NPC 0303 - POLÍTICA DE SUSTENTABILIDADE, que estabelece as diretrizes de sustentabilidade que devem ser aplicadas na Companhia;
- NPC 0309 - POLÍTICA DE PATROCÍNIO, que estabelece as diretrizes para a concessão de patrocínio direto ou por incentivo fiscal no âmbito da Companhia;
- NPC 0310 - POLÍTICA DE COMUNICAÇÃO, que estabelece as diretrizes de comunicação empresarial da Companhia;
- NPC 0402 - POLÍTICA DE SEGURANÇA E SAÚDE DO TRABALHO, diretrizes sobre segurança do trabalho, saúde e qualidade de vida a serem observadas e aplicadas na Companhia Paranaense de Energia;

- NAC 030373 DIREITOS HUMANOS – PROTEÇÃO E DILIGÊNCIA, que estabelece as regras do processo relacionado à promoção e respeito aos Direitos Humanos, com ênfase na Devida Diligência;
- NAC 030372 VOLUNTARIADO, que estabelece as regras para a realização de atividades voluntárias da Companhia;
- NAC 030909 PATROCÍNIO DIRETO, que define os critérios para a concessão de patrocínio da Companhia;
- NAC 030912 INCENTIVO FISCAL, define os critérios para a concessão de incentivo fiscal da Companhia.

Legislações específicas de incentivo fiscal

A Copel promove o apoio financeiro mediante renúncia fiscal para projetos sociais, culturais e esportivos, previamente aprovados em uma das diversas leis de incentivos, conforme segue:

a) Projetos de natureza cultural

- Lei Federal nº 8.313/1991;
- Lei Estadual nº 17.043/2011 (Programa Estadual de Fomento e Incentivo à Cultura - PROFICE, do Estado do Paraná;
- Lei Municipal Complementar nº 57/2005, de Incentivo à Cultura, do Programa de Apoio e Incentivo à Cultura – PAIC, da Fundação Cultural de Curitiba.

b) Projetos de natureza esportiva e paradesportiva:

- Lei Federal nº 11.438/2006 (Lei do Esporte);
- Lei Estadual nº 17.742/2013 (Programa Estadual de Fomento e Incentivo ao Esporte – PROESPORTE, do Estado do Paraná; e

c) Projetos sociais, enquadrados e aprovados seguindo os critérios previstos nas seguintes leis: Lei Federal nº 12.715/2012 (Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica – PRONON);

- Lei Federal nº 12.715/2012 (Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência – PRONAS/PCD);
- Lei Estadual nº 10.014/92 (Fundo Estadual para a Infância e Adolescência - FIA), do Estado do Paraná.
- Lei Estadual nº 16.732/2010 (Fundo Estadual dos Direitos do Idoso – FIPAR), do Estado do Paraná.

Legislação de referência para projetos de eficiência energética

Em relação aos projetos focados em eficiência energética, a Copel segue as diretrizes previstas na Lei nº 9.991/2000 - Programa de Eficiência Energética (PEE).

c) dependência de patentes, marcas, licenças, concessões, franquias, contratos de royalties relevantes para o desenvolvimento das atividades

Concessões

A Companhia, por meio de suas subsidiárias, desenvolve atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de acordo com os contratos de concessão firmados com o Governo Federal e regulados pela ANEEL. Estes contratos são outorgados via leilão público realizado pelo poder concedente, bem como por meio de autorizações para exploração de pequenas centrais hidrelétricas, usinas térmicas e usinas eólicas.

As concessões dão direito a gerar, transmitir ou distribuir energia dentro de área de concessão específica, por período determinado. Esse período é de 35 anos para concessões de geração outorgadas após 2003 e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição.

Geração

Para as concessões de geração, ficou estabelecida uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação é facultada ao concessionário, a qual depende, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, da aceitação expressa das seguintes condições: (i) remuneração por tarifa calculada pela ANEEL para cada usina hidrelétrica; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, a ser definida pela agência reguladora, conforme regulamento do poder concedente; e (iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Transmissão

Para as concessões de transmissão, ficou estabelecida uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação é facultada ao concessionário e sua adesão depende, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, também da aceitação expressa das seguintes condições: (i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela ANEEL; e (ii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Em dezembro de 2022, o Governo Federal editou o Decreto nº 11.314 que regulamentou a licitação e a prorrogação das concessões de transmissão em fim de vigência, condicionando a prorrogação da concessão quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público, desde que o concessionário formalize o pedido de prorrogação com antecedência mínima de 36 meses do fim da concessão.

Distribuição

Em 2 de junho de 2015, foi publicado o Decreto nº 8.461, o qual regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o artigo 7º da Lei 12.783. Por esse decreto, o MME pôde prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica por trinta anos, com vistas a atender aos seguintes critérios: I – Eficiência com relação à qualidade do serviço prestado; II – Eficiência com relação à gestão econômico-financeira; III – Racionalidade operacional e econômica; e IV – Modicidade tarifária.

Em 9 de novembro de 2015, por Despacho do Ministro de Minas e Energia, foi deferido o requerimento para a prorrogação, sendo que no início de dezembro de 2015 foi assinado o quinto aditivo contratual que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999, até 7 de julho de 2045.

O quinto termo aditivo impôs condicionantes relacionadas a indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira à Companhia durante os primeiros cinco anos, até 2020. Em 17 de novembro de 2020, a ANEEL homologou a Resolução Normativa nº 896, consolidada pela Resolução Normativa nº 948/2021, a qual mantém condicionantes para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Durante este período, tais condicionantes foram suportados por um programa de investimentos com foco em automação e novas tecnologias, pela aplicação integral dos reajustes tarifários aprovados pela ANEEL, e pela implementação da estrutura de governança corporativa definida pelo regulador, assegurando a blindagem e individualização da Copel Distribuição.

Marcas

No Brasil, marcas são sinais distintivos visualmente perceptíveis que identificam e distinguem produtos e/ou serviços, não abarcando, portanto, sinais sonoros, gustativos e/ou olfativos. Em alguns casos, as marcas também possuem a função de certificar a conformidade de produtos e/ou serviços com determinadas normas e/ou especificações técnicas.

A Lei nº 9.279/1996 ("Lei de Propriedade Industrial"), dispõe que a propriedade de determinada marca somente pode ser adquirida por meio do registro concedido pelo Instituto Nacional da Propriedade Industrial ("INPI"), autarquia federal responsável pelo registro de marcas e patentes, e outros direitos de propriedade intelectual no Brasil.

Após a aprovação do registro de marca pelo INPI, o titular da marca passa a deter a propriedade desta, sendo assegurado ao titular o direito de uso exclusivo, em todo território nacional, por um período determinado de 10 (dez) anos, prorrogável por períodos iguais sucessivos, mediante o pagamento de taxas adicionais ao INPI. Tal requisição precisa ser realizada no último ano de validade de registro, ou nos seis meses subsequentes ao término do período de vigência do registro.

Durante o processo de registro, aquele que requereu o registro de determinada marca (denominado "depositante") possui apenas uma expectativa de direito de propriedade para a identificação de seus produtos ou serviços e o direito de zelar pela integridade material e/ou reputação do sinal requerido. Essa expectativa pode vir a não se concretizar em direito nas hipóteses de: (i) falta de pagamento das taxas de retribuições cabíveis dentro dos prazos legais; ou (ii) indeferimento do pedido de registro pelo INPI; ou (iii) não contestação e/ou não cumprimento de exigência formulada pelo INPI.

Ainda, relevante destacar que o registro de determinada marca se extingue pela (i) expiração do prazo de vigência (quando da não renovação no prazo adequado); ou (ii) renúncia (abandono voluntário do titular ou pelo representante legal); ou (iii) caducidade (falta de uso da marca); ou (iv) inobservância do disposto no artigo 217 da Lei de Propriedade Industrial (necessidade da pessoa domiciliada no exterior manter procurador no Brasil), sendo, portanto, um requisito de manutenção do registro de marca a continuidade de seu uso, nos termos do pedido de registro depositado junto ao INPI.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia é titular de 25 marcas registradas junto ao INPI, e uma marca com solicitação de registro em andamento, em nome próprio e/ou de outras sociedades empresárias que fazem parte de seu grupo econômico, dentre as quais destacam-se as seguintes:

Marca Registrada	Validade do registro
COPEL figurativa	25/03/2026
COPEL nominativa – classe 40:31	08/02/2033
COPEL nominativa – classe 37:35 - 41	29/09/2028
COPEL mista – classe 36:70	27/01/2029
COPEL mista – classe 37:45	27/01/2029
COPEL CONFORTO mista	13/02/2027
COPEL CONFORTO nominativa	29/05/2028
UNICOPEL UNIVERSIDADE CORPORATIVA	23/06/2035
AGENTE ARRECADA	09/04/2029
SMART COPEL	18/02/2030
AQUI TEM SANGUE LARANJA COPEL – classe 35	18/02/2030
AQUI TEM SANGUE LARANJA COPEL – classe 38	05/05/2030
COPEL DISTRIBUIÇÃO	05/05/2030
COPEL GET	31/12/2029
COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	31/12/2029
COPEL COMERCIALIZAÇÃO	17/03/2030
COPEL ENERGIA	17/03/2030
COPEL MERCADO LIVRE DE ENERGIA	03/11/2030
COPEL MERCADO LIVRE	08/12/2030
COPEL TELECOM	18/02/2034
COPEL TELECOMUNICAÇÕES	18/02/2034
COPEL SERVIÇOS	23/02/2033
COPÉLIA	23/02/2033
COPEL VOLT	17/09/2034
MEDCAP	21/05/2034
COPEL SOLAR	Pedido de registro feito em dezembro/2023

Nomes de Domínio

Um nome de domínio é uma identificação de autonomia, autoridade ou controle dentro da internet. Os nomes de domínio seguem as regras e procedimentos do Domain Name System (“DNS”), de modo que qualquer nome registrado no DNS é um nome de domínio. No Brasil, o responsável pelo registro de nomes de domínio, bem como pela administração e publicação do DNS para o domínio “.br”, a distribuição de endereços de sites e serviços de manutenção é o Registro.br.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia utiliza **treze domínios** registrados no Brasil e nove **domínios** registrados no exterior, dentre os quais destacam-se os seguintes:

Registro.br

copel.br

copelenergia.com.br

copelgeracao.com.br

copelget.com.br

copelmercadolivre.com.br

copelmercadolivredeenergia.com.br
copeltelecom.com.br
copeltransmissao.com.br
espacoenergia.com.br
poupaenergiacopel.com.br
usinacolider.com.br
copelsolar.com.br
solarcopel.com.br

Registro.com.com

copel.com
copelmercadolivre.com
copelmercadolivredeenergia.com
copelsustentabilidade.com
copeltelecom.com
copelsolar.com
solarcopel.com

Godaddy

copel.net
copelvolt.com

Desenhos industriais

O registro de desenho industrial protege a forma plástica ornamental de um objeto ou o conjunto ornamental de linhas e cores que possa ser aplicado a um produto, proporcionando resultado visual novo e original na sua configuração externa e que possa servir de tipo de fabricação industrial. Sendo que em desenho industrial encontra-se duas classificações de proteção, bidimensional e tridimensional.

O bidimensional é formado por duas dimensões (altura e largura). Trata-se de conjunto ornamental de linhas e cores que possa ser aplicado à superfície de um produto tridimensional, seja como estampa, padrão de superfície ou representação gráfica em geral. Quanto ao tridimensional, se refere a forma plástica ornamental de um objeto que possui três dimensões: altura, largura e profundidade, como, por exemplo: móveis, calçados, joias, veículos e embalagens.

O desenho industrial dá ao titular o direito de impedir que terceiros fabriquem, comercializem, importem, utilizem ou vendam a matéria protegida sem o seu consentimento. Após a concessão do registro pelo INPI, o prazo de vigência é de 10 anos, contados da data do depósito, prorrogáveis por, no máximo, 3 períodos sucessivos de 5 anos cada.

Na data deste Formulário de Referência, a (i) Copel GeT é titular de 9 registros de desenhos industriais junto ao INPI, dentre eles, o equipamento para análise e diagnóstico de banco de capacitores, que é um equipamento compacto, de fabricação nacional, para fazer medição individual de cada elemento capacitor sem a necessidade de desconectá-lo e desmontá-lo do banco de capacitores, e (ii) a Copel Distribuição é titular de 1 registro de desenho industrial junto ao INPI, relacionado ao nosso Capacete com Sensor.

Software

A Companhia utiliza *softwares* adquiridos de terceiros e *softwares* desenvolvidos internamente por suas equipes de Tecnologia da Informação (TI).

Os *softwares* de mercado são utilizados para oferecer suporte aos processos de negócio da Companhia, destacando-se o pacote de ferramentas do Microsoft 365, que representa a versão mais atualizada e abrangente da suíte de produtividade da Microsoft, também o software ERP da empresa SAP, sendo um conjunto de soluções integrando diversos processos da companhia, desde finanças e contabilidade até logística e suprimentos e o sistema Comercial e Faturamento da Copel Distribuição, fornecido pela Sonda. Além disso a Distribuição e a Geração estão em processo de modernização do parque de software, com a migração dos seus principais sistemas para o ambiente computacional em nuvem.

Em relação aos *softwares* desenvolvidos internamente, estes são criados para atender às necessidades específicas de cada área de negócio, seguindo as diretrizes tecnológicas e arquiteturas estabelecidas pela Superintendência de Tecnologia da Informação (STI). Os *softwares* desenvolvidos internamente possibilitam uma maior customização e adaptação às necessidades específicas dos processos e operações da Companhia, proporcionando maior controle sobre a solução implementada.

Dessa forma, a Companhia busca uma abordagem estratégica no uso de softwares, equilibrando a adoção de soluções de mercado com a capacidade de desenvolver internamente soluções personalizadas e alinhadas com as necessidades de cada área de negócio. Tal estratégia visa maximizar a eficiência, a inovação e a otimização dos processos, impulsionando a competitividade da organização no mercado.

Direitos Autorais

Os direitos autorais são proteções legais concedidas aos criadores de obras intelectuais originais, que englobam obras literárias, artísticas, musicais, cinematográficas, entre outras. Esses direitos visam garantir a exclusividade de uso, reprodução, distribuição e exibição dessas obras, bem como proteger os interesses econômicos e morais dos criadores.

No Brasil, os direitos autorais são regidos pela Lei nº 9.610/1998, também conhecida como Lei de Direitos Autorais. Essa lei estabelece os direitos e deveres dos autores, bem como as limitações e exceções permitidas em relação ao uso das obras protegidas.

O registro junto aos órgãos competente, confere ao autor uma prova documental de sua autoria e facilita a proteção e defesa de seus direitos em caso de disputas legais.

Como titular dos direitos autorais, o autor tem o direito exclusivo de reproduzir, distribuir, exibir, adaptar e autorizar o uso de sua obra. Esses direitos podem ser cedidos ou licenciados a terceiros, de acordo com os termos e condições estabelecidos em contratos específicos.

É importante ressaltar que a violação dos direitos autorais pode acarretar consequências legais, como ações civis e penais, além do pagamento de indenizações por danos morais e materiais. A Companhia está comprometida em respeitar os direitos autorais de terceiros e promover uma cultura de uso legal e ético das obras intelectuais.

Na data deste Formulário de Referência, a Companhia é titular de 4 registros de Direitos Autorais junto à Escola de Belas Artes da Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, sendo eles: Desenho do personagem “Lúcio”, Desenho do personagem “Offelio”, Desenho do personagem “Onório” e Desenho de Logotipo “Copel Pura Energia”.

Patentes

A Companhia investe no desenvolvimento de pesquisas e tecnologias inovadoras visando aprimorar os seus processos produtivos. Como resultado, muitas das inovações geradas são passíveis de proteção da propriedade intelectual nos países em que a Companhia atua. Uma das modalidades de proteção da inovação utilizada é a patente de invenção ou modelo de utilidade.

No Brasil, a invenção de uma nova tecnologia, seja para produto ou processo, faz jus a uma patente. A patente também vale para melhorias no uso ou fabricação de objetos de uso prático, como utensílios e ferramentas.

De acordo com a Lei de Propriedade Industrial, a patente de invenção vigorará pelo prazo de 20 anos e a de modelo de utilidade pelo prazo de 15 anos contados da data de depósito, sendo que o prazo de vigência não será inferior a 10 anos para a patente de invenção e a 7 anos para a patente de modelo de utilidade, a contar da data de concessão. A patente confere ao seu titular o direito de impedir terceiro, sem o seu consentimento, de produzir, usar, colocar à venda, vender ou importar com estes propósitos, o produto objeto da patente e/ou o processo ou produto obtido diretamente por processo patentado.

Na data deste Formulário de Referência, a (i) Copel GeT é titular de 18 pedidos de patentes e/ou patentes concedidas, e (ii) Copel Distribuição é titular de 26 pedidos de patentes e/ou patentes concedidas junto ao INPI.

Além disso, a Copel GeT mantém contrato de licença de uso, exploração de direitos e transferência de tecnologia firmado com a Montreal Controles Eletrônicos para a produção e comercialização do equipamento MEDCAP (Medidor de Capacitância) desenvolvido em um Projeto de P&D regulado pela ANEEL.

(d) contribuições financeiras, com indicação dos respectivos valores, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros:

As normas internas da Companhia vedam contribuições financeiras, efetuadas diretamente ou por meio de terceiros, sob qualquer forma ou pretexto, contribuição ou auxílio pecuniário ou estimável em dinheiro, inclusive por meio de publicidade de qualquer espécie, a partidos políticos.

Conforme disposto na NPC 0303 Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado da Copel, art. 5.2.10, inciso c:

5.2.10 - Considerar impedidos de serem beneficiários Investimento Social Privado da Copel, aqueles que:

c) envolvam contribuição política, sendo vedada a utilização dos recursos e do nome da Copel para atuação, doação ou contribuição político-partidária, conforme previsão no Código de Conduta e Programa de Integridade da Copel;

Ainda a Política de Patrocínio da Copel, conforme o artigo 4.7, inciso b):

4.7 - Não contemplar com patrocínio ou incentivo fiscal da Copel quaisquer projetos que se enquadrem nos itens abaixo:

b) de cunho exclusivo e notoriamente religioso ou político-partidário, exceto manifestações culturais populares reconhecidamente tradicionais;

Por fim, consta, ainda, do Código de Conduta da Copel:

Qualquer doação ou contribuição, da Companhia ou em nome dela, somente será permitida a qualquer momento, se sua razão e destino forem transparentes e justificáveis, em conformidade com a política que trata de doações e contribuições voluntárias.

Doação: qualquer contribuição (financeira ou não) a terceiro, quando não há em troca benefício (contrapartida).

São permitidas, exclusivamente para fins e uso de interesse social, após avaliação de sua oportunidade e conveniência socioeconômica, relativamente à escolha de outra forma de alienação.

Toda doação e contribuição voluntária obedecerá a processo formal e governança da Companhia observando ainda a vedação de doações para partidos políticos, considerando as restrições legais.

Portanto, não houve qualquer contribuição financeira efetuada diretamente ou por meio de terceiros.

i. em favor de ocupantes ou candidatos a cargos políticos

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado (NPC 0303) da Companhia estabelece em seu item 5.2.10 a vedação para doações ou contribuições político-partidárias, também vedadas no Código de Conduta e Programa de Integridade da Copel.

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/273a0bb5-3c86-fab2-5a34-4cc3621a70d1?origin=1>

O Código de Conduta está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/702c2442-7b7e-000b-f9f9-4af57608fe32?origin=1>

A Política de Patrocínio da Copel está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/3a319189-d414-fae3-d731-882e9c619f4a?origin=1>

O Programa de Integridade da Copel pode ser acessado em: <https://www.copel.com/site/institucional/integridade/conceitos-programa-de-integridade/>

ii. em favor de partidos políticos

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado (NPC 0303) da Companhia estabelece, em seu item 5.2.10, a vedação para doações ou contribuições político-partidárias, também vedadas no Código de Conduta e no Programa de Integridade da Copel.

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado (NPC 0303) está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/273a0bb5-3c86-fab2-5a34-4cc3621a70d1?origin=1>

O Código de Conduta está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/702c2442-7b7e-000b-f9f9-4af57608fe32?origin=1>

A Política de Patrocínio da Copel está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/3a319189-d414-fae3-d731-882e9c619f4a?origin=1>

O Programa de Integridade da Copel pode ser acessado em: <https://www.copel.com/site/institucional/integridade/conceitos-programa-de-integridade/>

iii. para custear o exercício de atividade de influência em decisões de políticas públicas, notadamente no conteúdo de atos normativos

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado (NPC 0303) da Companhia estabelece, em seu item 5.2.10, a vedação para doações ou contribuições político-partidárias, também vedadas no Código de Conduta e no Programa de Integridade da Copel.

A Política de Sustentabilidade – Capítulo 5: Investimento Social Privado (NPC 0303) está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/273a0bb5-3c86-fab2-5a34-4cc3621a70d1?origin=1>

O Código de Conduta está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/702c2442-7b7e-000b-f9f9-4af57608fe32?origin=1>

A Política de Patrocínio da Copel está disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/16a31b1b-5ecd-4214-a2e0-308a2393e330/3a319189-d414-fae3-d731-882e9c619f4a?origin=1>

O Programa de Integridade da Copel pode ser acessado em: <https://www.copel.com/site/institucional/integridade/conceitos-programa-de-integridade/>

(a) receita proveniente dos clientes atribuídos ao país sede do emissor e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que as atividades da Companhia estão restritas ao território nacional. Nesse contexto, toda a receita da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi proveniente de clientes sediados no Brasil.

(b) receita proveniente dos clientes atribuídos a cada país estrangeiro e sua participação na receita líquida total do emissor

Não aplicável, tendo em vista que o total da receita da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foi proveniente de clientes sediados no Brasil.

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não possui receitas provenientes de outros países e não está sujeita a nenhuma regulação estrangeira em suas atividades.

(a) se o emissor divulga informações ASG em relatório anual ou outro documento específico para esta finalidade

A Companhia publica anualmente relatório com informações sociais, ambientais, econômicas e de governança.

Atualmente, esta disponível para consulta o Relato Integrado Copel, o qual consolida as informações relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023, que apresenta o desempenho da Companhia nos capitais humano, intelectual, social e de relacionamento, natural, de infraestrutura e financeiro, levando em conta a evolução dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) nos processos da Companhia. Com o aprimoramento e consolidação do uso dessa metodologia, a Copel avança em coesão, foco estratégico e demonstração de sua capacidade de gerar valor para seus públicos de interesse ao longo do tempo, com a busca contínua da melhoria da comunicação de seu desempenho. A publicação do Relato Integrado referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 está previsto para ocorrer em 31 de maio de 2025.

(b) a metodologia ou padrão seguidos na elaboração desse relatório ou documento

O Relato Integrado Copel é elaborado conforme os dispositivos da Resolução CVM nº 14/2020, a estrutura proposta pelo International Integrated Reporting Council (IIRC), e segue as orientações das Normas Internacionais de Contabilidade (*International Financial Reporting Standards - IFRS*). Os indicadores divulgados no Relato Integrado são elaborados de acordo com as diretrizes atualizadas e internacionalmente reconhecidas do *Global Reporting Initiative (GRI) (GRI Standards)*.

(c) se esse relatório ou documento é auditado ou revisado por entidade independente, identificando essa entidade, se for o caso

O Relato Integrado Copel do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 possui asseguração limitada por entidade independente, qual seja, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda..

(d) a página na rede mundial de computadores onde o relatório ou documento pode ser encontrado

O Relato Integrado da Copel se encontra-se disponível no site de Relações com Investidores da Companhia, na seção Publicação e Documentos - Relatórios Anuais e Socioambientais (<https://ri.copel.com/ptb/relatorios-anuais-e-socioambientais>).

Adicionalmente, o Portal de Sustentabilidade da Copel também apresenta o Relato Integrado, na seção Gestão da Sustentabilidade, em Relatórios (<https://copelsustentabilidade.com/gestao-da-sustentabilidade/publicacoes-e-documentos-de-sustentabilidade/relatorios/>).

(e) se o relatório ou documento produzido considera a divulgação de uma matriz de materialidade e indicadores-chave de desempenho ASG, e quais são os indicadores materiais para o emissor

O Relato Integrado da Copel é baseado nos princípios da materialidade de acordo com as metodologias da *International Integrated Reporting Council (IIRC)* e da *Global Reporting Initiative (GRI)*.

O processo de determinação da matriz de materialidade é realizado a cada 2 anos, com revisão anual para garantir a pertinência e atualidade dos temas, considerando o contexto global e local, sendo que seu resultado está disponível no Relatório de Materialidade, no site de Relações com Investidores da Companhia, na seção Publicação e Documentos - Relatórios Anuais e Socioambientais (<https://ri.copel.com/ptb/relatorios-anuais-e-socioambientais>).

O mais recente processo de materialidade realizado pela Copel ocorreu no final de 2023, com validade até 2025, tendo sido revisado e aprovado pelo Conselho de Administração em 2024. Neste processo, pela primeira vez foi realizada a dupla materialidade.

O resultado do processo de materialidade realizado em 2023 identificou 10 agrupamentos de temas materiais corporativos que representam todos os negócios da Companhia de acordo com as especificidades de cada segmento, a saber: (i) Governança Corporativa; (ii) Desempenho Econômico-Financeiro; (iii) Satisfação dos Clientes; (iv) Compromisso Ambiental; (v) Compromisso Social, (vi) Gestão de Pessoas; (vii) Bem-estar, Saúde e Segurança para a Força de Trabalho; (viii) Transformação do Setor de Energia; (ix) Segurança da População; (x) Gestão Sustentável de Fornecedores.

Para descrever o desempenho dos temas materiais, a Copel utiliza os indicadores GRI correspondentes, detalhados no Relato Integrado. Também é feita uma correlação com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) correspondentes a cada tema, para maiores informações sobre o conteúdo da GRI, consultar o [Relato Integrado 2023](#).

(f) se o relatório ou documento considera os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estabelecidos pela Organização das Nações Unidas e quais são os ODS materiais para o negócio do emissor

O Relato Integrado Copel apresenta a relação dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) com as atividades desempenhadas pela Companhia, tendo como foco os ODS prioritários, a saber: (i) ODS 4 - Educação de Qualidade; (ii) ODS 7 - Energia Acessível e Limpa; (iii) ODS 8 - Trabalho Decente e Crescimento Econômico; (iv) ODS 9 - Indústria, Inovação e Infraestrutura; (v) ODS 11 - Cidades e Comunidades Sustentáveis; e (vi) ODS 13 - Ação contra a Mudança do Clima.

(g) se o relatório ou documento considera as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) ou recomendações de divulgações financeiras de outras entidades reconhecidas e que sejam relacionadas a questões climáticas

O Relato Integrado Copel apresenta as ações e o desempenho da Companhia em relação aos aspectos relacionados à Mudança do Clima, e para isso adota as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) como base para a divulgação dessas informações.

Em 2024, a Companhia alcançou a classificação B do CDP Disclosure Insight Action, anteriormente conhecido como Carbon Disclosure Project.

- (h) se o emissor realiza inventários de emissão de gases do efeito estufa, indicando, se for o caso, o escopo das emissões inventariadas e a página na rede mundial de computadores onde informações adicionais podem ser encontradas**

Desde 2009, a Companhia realiza seu Inventário de Gases de Efeito Estufa, utilizando a metodologia do *GHG Protocol*. Os inventários podem ser acessados na página de Sustentabilidade da Companhia e no Registro Público de Emissões: <https://copelsustentabilidade.com/ambiental/mudancas-do-clima/gestao-de-emissoes-e-desempenho/> e <https://registropublicodeemissoes.fgv.br/participantes/954>.

- (i) explicação do emissor sobre as seguintes condutas, se for o caso:**

- (i) a não divulgação de informações ASG**

Não aplicável, uma vez que a Companhia divulga informações ASG em seu Relato Integrado. O Relato Integrado da Copel encontra-se disponível no site de Relações com Investidores da Companhia, na seção Publicação e Documentos - Relatórios Anuais e Socioambientais <https://www.copel.com/hpcopel/sustentabilidade/index.jsp>.

- (ii) a não adoção de matriz de materialidade**

Não aplicável, uma vez que a Companhia adota matriz de materialidade.

- (iii) a não adoção de indicadores-chave de desempenho ASG**

Não aplicável, uma vez que a Companhia possui indicadores-chave de desempenho.

- (iv) a não realização de auditoria ou revisão sobre as informações ASG divulgadas**

Não aplicável, uma vez que a Companhia conta com a realização de asseguarção limitada por entidade independente sobre as informações ASG divulgadas em seu Relato Integrado Copel.

- (v) a não consideração dos ODS ou a não adoção das recomendações relacionadas a questões climáticas, emanadas pela TCFD ou outras entidades reconhecidas, nas informações ASG divulgadas**

Não aplicável, uma vez que a Companhia considera os ODS nas informações ASG divulgadas em seu Relatório de Sustentabilidade, e adota as recomendações da Força-Tarefa para Divulgações Financeiras Relacionadas às Mudanças Climáticas (TCFD) como base para a divulgação dessas informações relacionadas a questões climáticas.

- (vi) a não realização de inventários de emissão de gases do efeito estufa**

Não aplicável, uma vez que a Companhia realiza seu inventário de gases de efeito estufa.

(a) interesse público que justificou sua criação

Não aplicável, tendo em vista a conclusão do processo de transformação da Companhia em sociedade anônima de capital disperso e sem acionista controlador em 11 de agosto de 2023.

(b) atuação do emissor em atendimento às políticas públicas, incluindo metas de universalização, indicando:

i. os programas governamentais executados no exercício social anterior, os definidos para o exercício social em curso, e os previstos para os próximos exercícios sociais, critérios adotados pelo emissor para classificar essa atuação como sendo desenvolvida para atender ao interesse público indicado na letra “a”

ii. quanto às políticas públicas acima referidas, investimentos realizados, custos incorridos e a origem dos recursos envolvidos – geração própria de caixa, repasse de verba pública e financiamento, incluindo as fontes de captação e condições

iii. estimativa dos impactos das políticas públicas acima referidas no desempenho financeiro do emissor ou declaração de que não foi realizada análise do impacto financeiro das políticas públicas acima referidas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista.

(c) processo de formação de preços e regras aplicáveis à fixação de tarifas

Não aplicável, tendo em vista que a Companhia não é sociedade de economia mista

- **Alienação da participação da Copel Geração e Transmissão S.A. e da Companhia Paranaense de Energia na UEG Araucária**

Em 14 de dezembro de 2023, a Copel divulgou o Fato Relevante 20/23 comunicando que assinou o Contrato de Compra e Venda de Ações (“CCVA”) da participação societária total de 81,2% na UEG Araucária (“UEGA”) com a Âmbar Energia S.A., de acordo com as condições detalhadas na tabela a seguir:

	Total Ativo	Participação Copel Total	Participação Copel GeT	Participação Copel Holding
Data Base: 30.09.2023	100,0%	81,2%	60,9%	20,3%
Enterprise Value	395,0	320,7	240,6	80,2
Dívida Líquida	37,0	30,0	22,5	7,5
Equity Value	358,0	290,7	218,0	72,7

Em 1º de julho de 2024 a Copel divulgou o Comunicado ao Mercado 21/24 informando a conclusão do desinvestimento da totalidade de suas ações na UEGA para a Âmbar Energia S.A., após cumpridas todas as condições previstas no respectivo Contrato de Compra e Venda de Ações.

- **Alienação da participação da Companhia Paranaense de Energia na Carbocampel**

Em 14 de dezembro de 2023, a Copel assinou contrato de compra e venda de ações para alienação de sua participação societária de 49% na Carbocampel, sociedade anônima fechada, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.793.055/0001-94, com sede na Cidade de Figueira, Estado do Paraná, titular dos Direitos de Pesquisa Minerária de uma mina de carvão, ainda não explorada, na mesma região. O valor total da operação foi de R\$ 3.980.393,00, considerando a data-base de 15 de fevereiro de 2023. Após o cumprimento das condições precedentes, o fechamento da operação ocorreu em 24 de maio de 2024.

- **Desinvestimento em Ativos de Geração de Pequeno Porte**

Em 25 de novembro de 2024, a Copel divulgou o Fato Relevante 10/24 comunicando que sua subsidiária integral Copel GeT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações com a Electra Hydra / Intrepid. O valor total a ser recebido pelo desinvestimento será de R\$ 450,5 milhões, a ser corrigido pela variação do IPCA a partir de 31 de março de 2025 até a data do fechamento. Ainda, compõe a transação uma dívida no valor de R\$ 21,4 milhões com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. A conclusão do desinvestimento está condicionada à verificação de condições usuais para operações desta natureza.

Ativo	Potência Outorgada (MW)	Garantia Física (MW médios)
CSH Pitangui	0,87	0,09
CGH Salto do Vau	0,94	0,57
CGH Melissa	1,00	0,64
CGH Chopim I	1,98	1,48
PCH São Jorge	2,30	1,54
EOL Palmas	2,50	0,40
CGH Marumbi	4,80	2,40
PCH Apucarantina	10,00	6,71
PCH Chaminé	18,00	11,60
UHE Guaricana	36,00	16,08
PCH Cavernoso	1,30	0,96
PCH Cavernoso II	19,01	10,56
UTE Figueira	20,00	17,70
TOTAL	118,7	70,75

O desinvestimento trará melhoria da eficiência operacional para o portfólio da Copel GeT e otimização da alocação de capital da Companhia, considerando que a estratégia da Copel se concentra em ativos de maior porte. Adicionalmente, possibilitará o reaproveitamento de profissionais em ativos mais relevantes, os quais já estão devidamente treinados e qualificados.

- **Alienação da Participação da Companhia Paranaense de Energia na Compagas**

Em 10 de julho de 2024, a Copel divulgou o Fato Relevante 06/24 comunicando que celebrou Contrato de Compra e Venda do Bloco de Controle com a Compass Dois Ltda., subsidiária da Compass Gás e Energia S.A., referente à venda da totalidade das ações representativas de 51% da Companhia Paranaense de Gás – Compagas.

O *Equity Value* acordado referente à sua participação foi de R\$ 906,0 milhões, corrigido conforme previsto em contrato, tendo como data-base da transação 31 de dezembro de 2023, cujo pagamento ocorrerá conforme o seguinte cronograma: i. 40% no fechamento da operação (ocorrido em 16 de setembro de 2024); ii. 30% até 31 de dezembro de 2025; iii. 30% até 31 de dezembro de 2026.

- **Descruzamento de Ativos com Eletrobras**

Em 12 de dezembro de 2024, a Copel divulgou o Fato Relevante 12/24 comunicando que a sua subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. celebrou contrato com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul, por meio do qual acordaram o seguinte:

A Copel GeT receberá (i) a totalidade dos 49% da participação da Eletrobras na Usina Hidrelétrica Mauá e (ii) a totalidade dos 49,9% da Eletrobras na transmissora Mata de Santa Genebra S.A., passando a deter 100% dos respectivos ativos e consolidá-los integralmente em seu balanço.

A Copel GeT transferirá para a Eletrobras a Usina Hidrelétrica Colíder (100% Copel GeT).

Adicionalmente, a Copel GeT pagará R\$ 365,0 milhões à Eletrobras em caixa no fechamento da operação, sujeita a mecanismos de ajustes de preço usuais de mercado. A operação tem como data-base 31 de dezembro de 2023, o que inclui a transferência do caixa e dos financiamentos dos três ativos, e o fechamento está condicionado ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de operação.

A Companhia busca continuamente otimizar o seu portfólio e faz avaliações periódicas de oportunidades de reciclar ativos e participações. A operação em questão trará benefícios imediatos à Copel, gerando ganhos de sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada, bem como permitirá à Copel compensar, imediatamente após o closing, aproximadamente R\$ 170 milhões de prejuízos fiscais contabilizados referentes à impairment de Colíder. As participações nos ativos antes e depois da Operação está dimensionada como segue:



A Companhia não realizou operações de fusão, cisão, incorporação de ações, aumento ou redução de capital no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Não aplicável, tendo em vista que não há qualquer acordo de acionistas que regule o exercício do direito de voto ou a transferência de ações de emissão da Companhia.

Não houve alterações significativas na forma de condução dos negócios do emissor no último exercício social.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, não foram celebrados contratos relevantes não relacionados com suas atividades operacionais. Consideramos que as operações de alienação e descruzamento de ativos anteriormente relatadas se enquadram no curso normal dos negócios.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação à Seção 1 deste Formulário de Referência.

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia Paranaense de Energia (“Copel” ou “Companhia”) foi criada em 26 de outubro de 1954, e desde então desenvolveu sua atuação com tecnologia de alta qualidade nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia. A Companhia opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição. Além de atuar no Estado do Paraná, a Copel está presente em outros 9 estados brasileiros.

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

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

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

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

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

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

Realizamos em 2024 investimentos históricos na Copel Distribuição, totalizando R\$ 2,2 bilhões para modernização, ampliação e automação da infraestrutura elétrica em nossa área de concessão, no

estado do Paraná, e alcançamos uma eficiência EBITDA superior em 46% ao previsto em termos regulatórios, o que resultou em um valor ajustado histórico de R\$ 2,5 bilhões.

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

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

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

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

As informações financeiras contidas nos itens 2.1 a 2.11 deste Formulário de Referência devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia auditadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e suas notas explicativas.

Os termos “AH” e “AV” constantes das colunas de determinadas tabelas desta Seção 2 em geral significam “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”, respectivamente. A Análise Horizontal compara valores do exercício atual em relação ao anterior para uma mesma rubrica, enquanto a Análise Vertical representa o percentual da rubrica em relação à outra (receita operacional líquida, ativo/passivo total, patrimônio líquido ou à conta devidamente indicada) dentro do mesmo exercício.

Os investimentos realizados nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024, em comparação com aqueles realizados em 31 de dezembro de 2023, estão demonstrados na tabela abaixo:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Copel Geração e Transmissão	263.000	240.100
Copel Distribuição	2.196.900	1.966.500
Copel Comercialização	1.300	1.600
Copel Serviços	40.600	40.700
Holding	2.000	3.200
Total	2.503.800	2.252.100

As tabelas a seguir apresentam as principais informações contábeis da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023:

Dados da Demonstração de Resultado (em R\$ mil)	31.12.2024	31.12.2023
Receitas operacionais	22.651.036	21.479.468
Custo de vendas e serviços	(17.759.792)	(16.581.428)
Lucro operacional bruto	4.891.244	4.898.040
Receitas/despesas operacionais	(826.996)	(1.203.326)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	4.064.248	3.694.714
Resultado financeiro	(1.157.014)	(1.204.990)
Lucro antes de imposto de renda e contribuição social	2.907.234	2.489.724
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(599.435)	(354.057)
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	2.307.799	2.135.667
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	491.571	191.501
Lucro líquido do exercício	2.799.370	2.327.168

Dados do Balanço Patrimonial (em R\$ mil)	31.12.2024	31.12.2023
Ativo circulante	13.041.808	13.715.730
Ativo não circulante	44.342.348	42.103.344
Investimentos	3.577.937	3.511.797
Ativo Intangível (líquido)	16.623.610	11.170.089
Ativo imobilizado (líquido)	8.516.697	10.825.421
Ativo total	57.384.156	55.819.074
Empréstimos, financiamentos e debêntures (curto prazo)	3.256.315	1.901.629
Passivo circulante	10.342.380	9.309.433
Empréstimos, financiamentos e debêntures (longo prazo)	13.989.844	13.060.694
Passivo não circulante	21.404.841	22.317.974
Patrimônio líquido	25.636.935	24.191.667
Atribuível aos acionistas controladores	25.674.718	23.886.153
Atribuível a participações não controladoras	(37.783)	305.514
Capital social	12.821.758	12.821.758

A tabela abaixo demonstra o percentual de imobilização do Patrimônio Líquido da Companhia, indicador que demonstra quanto do Patrimônio Líquido está aplicado no Ativo (Investimentos, Imobilizado, Intangível e Direito de uso de ativos)

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Ativo Permanente (Investimentos, Imobilizado, Intangível e Direito de uso de ativos)	29.027.227	25.759.907
Patrimônio Líquido	25.636.935	24.191.667
	113 %	106 %

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

A tabela abaixo apresenta o índice de retorno sobre o Patrimônio Líquido, calculado pela divisão do lucro líquido pelo patrimônio líquido.

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Lucro Líquido	2.799.370	2.327.168
Patrimônio Líquido	25.636.935	24.191.667
	10,9 %	9,6 %

b. estrutura de capital

Em R\$ mil	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Capital de terceiros (PC+PNC)	31.747.221	55%	31.627.407	57%
Capital próprio (PL)	25.636.935	45%	24.191.667	43%
Total	57.384.156	100%	55.819.074	100%

A administração entende que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada à natureza dos negócios da Companhia e ao cumprimento das suas obrigações na condução de suas operações, não havendo variação significativa nos percentuais representativos de capital de terceiros e capital próprio entre os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023.

Considerando todas as dívidas da Copel (Passivo Circulante e Passivo Não Circulante), conforme tabela a seguir, verifica-se que o endividamento se mantém concentrado no Passivo Não Circulante, com uma redução absoluta e percentual em comparação com o exercício anterior, devido principalmente a menor provisão para litígios:

Em R\$ mil	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Passivo Circulante	10.342.380	33%	9.309.433	29%
Passivo Não Circulante	21.404.841	67%	22.317.974	71%
Total	31.747.221	100%	31.627.407	100%

Por fim, a tabela a seguir apresenta a análise da Dívida Líquida Ajustada em relação ao Patrimônio Líquido:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Dívida líquida ajustada	13.157.422	8.922.358
Patrimônio Líquido	25.636.935	24.191.667
Dívida líquida ajustada/Patrimônio Líquido	51,3 %	36,9 %

Observa-se um aumento no indicador após emissão de novas dívidas e a liquidação do bônus de outorga para renovação das concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga - GNB ("Segredo") e Governador José Richa - GJR ("Salto Caxias"), por 30 anos contados a partir da assinatura dos novos contratos de concessão, que foram celebrados em 19.11.2024. Os valores estão aderentes ao resultado esperado conforme planejamento do endividamento e do retorno dos investimentos realizados.

De acordo com os índices apresentados, a administração entende que a situação atual da Companhia está adequada ao setor de energia, não comprometendo a capacidade de pagamento de suas dívidas.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado que façam sentido na sua estrutura de capital, especialmente no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício social corrente.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A tabela a seguir apresenta a evolução da dívida líquida ajustada:

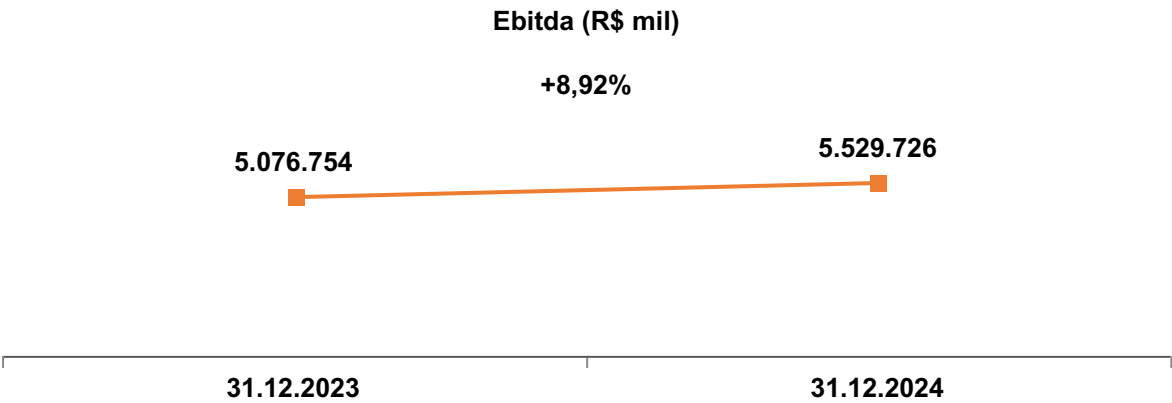
Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não circulante)	5.126.470	5.343.217
Debêntures (Circulante e Não circulante)	12.627.365	9.619.106
Dívida bruta	17.753.835	14.962.323
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4.161.939)	(5.634.623)
(-) Títulos e valores mobiliários	(434.474)	(405.342)
Dívida líquida ajustada	13.157.422	8.922.358

Embora o valor da dívida bruta tenha aumentado, conforme demonstrado também no item 2.5 deste Formulário de Referência, a Companhia conta com prazos alongados de pagamento, compatíveis com os investimentos realizados. A tabela a seguir apresenta o cronograma de vencimentos da dívida:

Em R\$ mil	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Após 2030	Total
Dívida Bruta	3.763.991	2.380.010	1.961.849	1.283.534	1.666.337	1.910.734	4.787.380	17.753.835

Essa condição de alongamento da dívida, somada ao EBITDA da Companhia apurado para o exercício de 2024 (que é resultado, principalmente, dos investimentos realizados que agora já geram retorno à Copel), indica que a Companhia possui sólido perfil de negócios, cujos importantes e rentáveis ativos de geração, transmissão e distribuição de energia contribuem para diluir riscos operacionais e regulatórios, e se beneficia de uma robusta capacidade de geração de caixa e com uma alavancagem financeira conservadora, situação corroborada pela última classificação de crédito, em seu maior grau ‘AAA(bra)’, atribuída pela agência Fitch Ratings.

A seguir está apresentada a variação do EBITDA apurado para os exercícios sociais encerrados em 2023 e 2024, sendo o seu cálculo demonstrado no item 2.5 deste Formulário de Referência.



O aumento de 8,92% no EBITDA reportado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 se deu, principalmente, em função das variações da receita operacional líquida e dos custos e despesas, conforme detalhado no item 2.2 deste Formulário de Referência.

Observa-se que há consistência nos indicadores de liquidez da Companhia, que mensuram a capacidade de pagamento para os compromissos assumidos no curto e longo prazo, conforme a tabela abaixo:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Liquidez Corrente (AC/PC)	1,3	1,5
Liquidez Geral (AC + RLP) / (PC + PNC)	0,9	1,0

Além disso, o capital circulante líquido da Companhia foi positivo conforme tabela abaixo:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Ativo Circulante	13.041.808	13.715.730
(-) Passivo Circulante	10.342.380	9.309.433
	2.699.428	4.406.297

Os investimentos da Companhia são parcialmente financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais, conforme já demonstrado acima.

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 de pagamento previstas. A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2029, repetem-se os indicadores de 2028 até o horizonte da projeção.

Em R\$ mil	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2024						
Empréstimos e financiamentos	41.142	681.322	990.756	2.717.667	3.082.966	7.513.853
Debêntures	198.579	5.755	3.138.439	8.761.862	6.801.259	18.905.894
Contas a pagar vinculadas à concessão	9.568	19.158	96.944	771.456	1.977.517	2.874.643
Fornecedores	2.058.249	334.366	18.482	55.706	—	2.466.803
Pert	5.604	11.315	52.803	330.143	7.618	407.483
Parcelamento ICMS	—	2.620	3.065	7.468	—	13.153
Passivos financeiros setoriais	78.712	159.821	763.484	174.342	—	1.176.359
Passivo de arrendamentos	1.863	3.760	17.000	62.787	300.277	385.687
	2.393.717	1.218.117	5.080.973	12.881.431	12.169.637	33.743.875

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes utilizadas

As necessidades de capital da Companhia são financiadas por meio de recursos provenientes das suas operações e mediante financiamento externo, tais como operações no mercado de capitais, como debêntures simples, debêntures incentivadas e notas promissórias; obtenção de recursos e rolagem de dívidas em contratos de financiamentos com instituições financeiras comerciais, como o Banco do Brasil S.A. ("Banco do Brasil"); e instituições financeiras de fomento, como o BNDES e o Banco do Nordeste ("BNB").

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, as atividades operacionais da Companhia foram a principal fonte de recursos.

Para mais informações sobre os empréstimos e financiamentos da Companhia, vide item 2.1(f) deste Formulário de Referência.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

As necessidades de financiamento de capital da Companhia são supridas por meio de recursos provenientes dos instrumentos já descritos, porém, caso seja identificada deficiência de liquidez nestas operações, considerando nossas premissas de captação de recursos, poderemos ajustar nossas restrições ou desenvolver novas alternativas em operações bilaterais disponíveis.

A Companhia poderá captar recursos financeiros por Programas de Financiamento Setorial, quando disponíveis para investimentos específicos. Da mesma forma, pode utilizar operações com benefícios legais de taxas, prazos e incentivos tributários, conforme critérios da legislação pertinente, tornando maior o interesse dos investidores, buscando a liquidez no mercado.

Podemos acessar o mercado de capitais internacionais e os organismos internacionais de desenvolvimento, dependendo das condições econômicas e das negociações desenvolvidas, para buscar vantajosidade ou disponibilidade financeira em relação ao mercado local.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

Os Diretores entendem que os níveis de endividamento e as características dos contratos de empréstimos e financiamentos relevantes são compatíveis com os resultados das atividades da Companhia, com a natureza de seus negócios e com a sua geração de caixa. Desta forma, a Companhia cumpre com as obrigações assumidas nesses contratos e atende aos covenants e demais compromissos neles previstos.

As informações prestadas nesta letra “f” podem também ser encontradas nos itens “19” e “20” (Empréstimos, Financiamentos e Debêntures) das Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

O nível de endividamento da Copel foi de 69,3% em 31 de dezembro de 2024. Esse índice reflete a divisão da dívida total pelo patrimônio líquido da Companhia.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Ao longo do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, as principais contratações foram:

- Em 15 de maio de 2024, a Copel Distribuição realizou a 9ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, de espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em duas séries, para distribuição pública no valor de R\$ 2,25 bilhões, sendo R\$ 750,0 milhões referente a primeira série, que será paga em 3 parcelas em 2029, 2030, 2031 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,60% a.a. que serão pagos semestralmente, segunda série no valor de R\$ 1,5 bilhões que serão pagos em 7 parcelas nos anos de 2030 a 2036 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada do IPCA mais uma sobretaxa de 6,2831 a.a. que serão pagos semestralmente.
- Em 05 de maio de 2024, a Copel Serviços realizou a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em série única, para distribuição pública no valor de R\$ 70,0 milhões, que será paga em 4 parcelas nos anos de 2028 a 2031 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI diária mais uma sobretaxa de 1,20% a.a. que serão pagos semestralmente.
- Em 25 de Novembro de 2024, a Copel Distribuição retificou e ratificou a repactuação da Cédula de Crédito Bancário 265.901.903 com o Banco do Brasil no valor de R\$ 750,0 milhões, que será paga em 2 parcelas em 2027 e 2028, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI diária mais uma sobretaxa de 1,08% a.a. que serão pagos trimestralmente com vencimentos inicial em 24/12/2024 e final em 24/06/2028.
- Em 10 de Outubro de 2024 a Copel Geração e Transmissão realizou a 9ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, de espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em três séries, para distribuição pública, no valor de R\$ 1,6 bilhões, sendo R\$ 800,0 milhões referente a primeira série, que serão pagas em 3 parcelas em 2027, 2028 e 2029, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,52% a.a., que serão pagos semestralmente. Segunda série no valor de R\$ 500,0 milhões, que serão pagos em 2 parcelas em 2030 e 2031, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,69% a.a. que serão pagos semestralmente. Terceira série no valor de R\$ 300,0 milhões, que serão pagos em 3 parcelas em 2032, 2033, 2034, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI mais uma sobretaxa de 0,95% a.a., que serão pagos semestralmente.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

• Banco do Brasil:

- a) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2009, no valor de R\$ 169,5 milhões, com o objetivo de implementar o empreendimento UHE Mauá e seu Sistema de Transmissão Associado. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 37,5 milhões.
- b) Cédula de Crédito Bancário no valor de R\$ 750,0 milhões, emitida no âmbito de contrato firmado com a Copel Distribuição em 29 de junho de 2022, destinado ao financiamento de capital de giro. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 751,5 milhões.

• BNB:

- a) Contrato com a Jandaíra Energias Renováveis, assinado em 2021, no valor de R\$ 208,7 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico de Jandaíra. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 178,4 milhões.
- b) Contrato com a Eólica Potiguar SPE S.A., assinado em 2021, no valor de R\$ 532,5 milhões, como parte da estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável. O empreendimento é formado por cinco parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada, localizados no município de Serra do Mel (Rio Grande do Norte). O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 505,2 milhões.
- c) Contrato com a Eólica Aventura SPE S.A., assinado em 2018, no valor de R\$ 348,4 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico Aventura. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 313,8 milhões.
- d) Contrato com a Eólica SRMN SPE S.A., assinado em 2019, no valor de R\$ 513,0 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico Santa Rosa e Mundo Novo (SRMN). O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 531,8 milhões.

• Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras:

- a) Eletrobras - Programa Luz para Todos, 5ª tranche, no valor de R\$ 17,0 milhões com recursos do Fundo de Investimento de Infraestrutura e Saneamento da Caixa Econômica Federal, firmado em 2015. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 3,8 milhões.

• BNDES:

- a) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2009, no valor de R\$ 169,5 milhões, com o objetivo de implantar o empreendimento UHE Mauá e seu Sistema de Transmissão Associado. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 37,5 milhões.
- b) Dois contratos com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2011, no montante de R\$ 44,7 milhões, com o objetivo de implementar a Linha de Transmissão Foz do Iguaçu — Cascavel Oeste e a aquisição de máquinas e equipamentos para implantação dessa linha de transmissão. Possuem saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 4,6 milhões.
- c) Contrato com GE Boa Vista S.A., GE Farol S.A., GE Olho D'água S.A. e GE São Bento S.A., assinado em março de 2012, totalizando R\$ 282,0 milhões destinados a construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possuem saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 116,7 milhões.

- d) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2012, no valor de R\$ 73,1 milhões, para implantação da PCH Cavernoso II. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 22,7 milhões.
- e) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2013, no valor de R\$ 1,04 bilhões, para implantação da UHE Colíder e seu Sistema de Transmissão Associado. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 487 milhões.
- f) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2013, no montante de R\$ 17,6 milhões, para implantação da Subestação Cerquilho III. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 4,9 milhões.
- g) Contrato com a empresa Costa Oeste, assinado em 2013, no montante de R\$ 36,7 milhões, para implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 8,7 milhões.
- h) Contrato com a empresa Marumbi, assinado em 2014, no montante de R\$ 55 milhões, para implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 12,0 milhões.
- i) Contrato com a Santa Maria Energias Renováveis S.A, assinado em 2015, no montante de R\$ 71,6 milhões para construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 27,5 milhões.
- j) Contrato com a Santa Helena Energias Renováveis S.A., assinado em 2015, no montante de R\$ 83,0 milhões, para construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 29,0 milhões.
- k) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2015, no montante de R\$ 34,3 milhões, para implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 12,0 milhões.
- l) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2015, no montante de R\$ 21,6 milhões, para implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 6,9 milhões.
- m) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2018, no montante de R\$ 194,0 milhões, para implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 136,8 milhões.
- n) Contrato com a Cutia Empreendimentos Eólicos S.A., assinado em 2018, no montante de R\$ 619,4 milhões, para a construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 497,2 milhões.
- o) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2020, no montante de R\$ 432,1 milhões, para implantação de: SE Andirá Leste, Linha de Transmissão Baixo Iguaçu – Realeza, SE Curitiba Centro e Linha de Transmissão Curitiba Centro – Uberaba, SE Medianeira e Linha de Transmissão Curitiba Leste – Blumenau. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 395,1 milhões.

- **Emissão de debêntures e notas promissórias:**

- a) Instrumento particular de escritura da 2ª emissão de debêntures, assinado em 24 março de 2016, entre a Nova Asa Branca I, II e III, Eurus IV, Ventos de Santo Uriel e o BNDES Participações S.A., cujos recursos foram destinados à implantação dos parques eólicos. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 183,2 milhões.
- b) Instrumento particular de escritura da 5ª emissão de debêntures, assinado em 25 de novembro de 2018 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados ao reembolso de gastos relacionados ao projeto de construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopin. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 82,6 milhões.
- c) Instrumento particular de escritura da 1ª emissão de debêntures, assinado em 20 de março de 2019 entre a Cutia Empreendimentos Eólicos e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados à construção e implantação dos Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 327,7 milhões.
- d) Instrumento particular de escritura da 6ª emissão de debêntures, assinado em 15 de julho de 2019 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados ao resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures e reembolso de gastos com os projetos UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 276,2 milhões.
- e) Instrumento particular de escritura da 5ª emissão de debêntures, assinado em 15 de novembro de 2019 entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados ao investimento para expansão, renovação ou melhoria, reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL e reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 678,8 milhões.
- f) Instrumento particular de escritura da 6ª emissão de debêntures, assinado em 16 de junho de 2021 entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados a investimento para expansão, renovação ou melhoria, reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição vinculada ao Contrato de Concessão nº 46/1999 da ANEEL e reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Copel Distribuição: 3ª, 4ª e 5ª Emissão. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.620,1 milhões.
- g) Instrumento particular de escritura da 7ª emissão de debêntures, assinado em 15 de outubro de 2021 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados a reforço do capital de giro da Emissora, amortização e/ou o reembolso de caixa, de parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: (a) 3ª emissão da Emissora e (b) 4ª emissão da Emissora e investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos seguintes projetos: melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; implantação dos ativos do Lote "E", do Leilão Aneel nº 05/2015; aportes da SPE Mata de Santa Genebra S.A; e aportes na SPE PCH Bela Vista S.A. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.598,8 milhões.

- h) Instrumento particular de escritura da 7ª emissão de debêntures, assinado em 15 de maio de 2022, entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados da seguinte forma: com relação às debêntures da primeira e segunda série, os recursos foram destinados para (i) o reforço do capital de giro da Copel Distribuição; e (ii) a amortização da primeira parcela de principal das debêntures da 3ª e 4ª, e 5ª emissão da Copel Distribuição; e (ii) com relação às debêntures da terceira série, os recursos foram destinados exclusivamente para investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição, vinculada ao “Contrato de Concessão n°46/1999-ANEEL”, de 24 de junho de 1999, conforme aditado (“Contrato de Concessão”), bem como a construção, implantação e exploração da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição, vinculada ao Contrato de Concessão. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.397,5 milhões.
- i) Instrumento particular de emissão de nota comercial, assinado em 10 de setembro de 2022 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados à amortização parcial da 3ª, 4ª e 5ª emissões de debêntures da Copel GeT e ao atendimento de obrigações diversas de curto prazo, incluindo compra de energia, obrigações regulatórias e dividendos. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.036,3 milhões.
- j) Instrumento particular de escritura da 8ª emissão das debêntures, assinado em 15 de janeiro de 2023 com a Copel Geração e Transmissão, destinados a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura (Complexos Eólicos e aquisição complexos eólicos, respectivamente), localizados no estado do Rio Grande do Norte, nos municípios de Touros e São Tomé, que totalizam 260,4 MW de capacidade instalada. Reembolso de despesas de investimentos e/ou de aportes no âmbito dos Projetos das Centrais Geradoras Eólicas denominadas Jandaíras I, II, III e IV. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.386,8 milhões.
- k) Instrumento particular de escritura da 8ª Emissão de debêntures, assinado em 15 de junho de 2023 com a Copel Distribuição, destinados a: (i) primeira e terceira série exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora e a segunda série é exclusivo para amortização do principal e dos juros devidos no âmbito da “Escritura Particular da 4ª (quarta) Emissão de Debêntures, e o valor remanescente, se houver, para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.206,5 milhões.
- l) Instrumento particular de escritura da 9ª Emissão de debentures, assinado em 15 de maio de 2024, entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo destinados os recursos na sua totalidade para refinanciamento de compromissos financeiros vincendos em 2024, inclusive reembolso de pagamentos já feitos ao longo do ano e a recomposição e reforço de caixa da emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 2.306,8 milhões.
- m) Instrumento particular de escritura da 1ª Emissão de debêntures, assinado em 05 de maio de 2024, entre a Copel Serviços e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo destinados os recursos exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 71,2 milhões.

- n) Instrumento particular de escritura da 9ª Emissão de debêntures, assinado em 10 de outubro de 2024, entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo a totalidade dos recursos destinados ao refinanciamento de compromissos financeiros vincendos em 2024, inclusive reembolso de pagamentos já feitos ao longo do ano, e à recomposição e reforço de caixa da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.637,7.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há grau de subordinação contratual entre as dívidas da Companhia. Assim, caso tenha alguma exigência quanto ao passivo exigível, a Companhia seguirá a ordem de precedência universal de credores, incluindo a Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, e a Lei nº 6.024, de 13 de março de 1974.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, bem como outras condições a ser observadas, como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Os principais indicadores econômico-financeiros que devem ser observados no âmbito dessas dívidas estão descritos no quadro abaixo:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel Geração e Transmissão	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada/ Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel Geração e Transmissão	6ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	7ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	8ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	9ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada/ Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel Distribuição	6ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	7ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	8ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	9ª Emissão de Debêntures		
Copel Serviços	1ª Emissão de Debêntures		
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
Nova Asa Branca I	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Nova Asa Branca II	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca III	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Eurus IV	2ª Emissão de Debêntures		
Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	BNDES Finem nº 820989.1 -1, Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel Geração e Transmissão	Banco do Brasil nº 21/02000-0 – Mauá		
Copel Geração e Transmissão	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Dívida líquida consolidada/ Ebitda consolidado	≤ 3,5
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDESFinem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDESFinem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDESFinem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDESFinem 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

Em 31.12.2024, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Asa Branca I, Asa Branca II, Asa Branca III, Ventos de Santo Uriel e Nova Eurus IV, dispensadas do cumprimento do ICSD no exercício de 2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 51/2024.

No âmbito do 1ª Emissão de Debêntures do Complexo Eólico de Cutia, a Companhia recebeu em 23.12.2024, conforme Ata da Assembleia Geral de Debenturistas - AGD, autorização para substituição temporária, até o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo com base nas demonstrações financeiras consolidadas da garantidora Companhia Paranaense de Energia - Copel. Ainda no âmbito do contrato de financiamento do Complexo Eólico de Cutia, a Companhia recebeu, em 23.12.2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 49/2024, autorização para substituição temporária, até o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo do ICSD e de Índice de Alavancagem com base nas demonstrações financeiras consolidadas da garantidora Companhia Paranaense de Energia - Copel. Em 31.12.2024, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Atualmente em fase de utilização, a Copel tem contratado os seguintes financiamentos:

- a) Eletrobrás - Programa Luz para Todos, 5ª tranche, no valor de R\$ 17,0 milhões com recursos do Fundo de Investimento de Infraestrutura e Saneamento da Caixa Econômica Federal, sendo que, deste valor, R\$ 15,9 milhões já foram liberados.
- b) BNDES, para implantação de Colíder, no valor total de R\$ 1.041,2 milhões, sendo que deste valor, R\$ 1.043,0 milhões já foram liberados.
- c) BNDES, para implantação da Linha de Transmissão Londrina Figueira C2, e da linha de transmissão Salto Osorio - Foz do Chopim C2, no valor total de R\$ 21,6 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 18,2 milhões já foram liberados.
- d) BNDES, para implantação da Linha de Transmissão Assis – Paraguaçu Paulista II, bem como a subestação “SE” Paraguaçu Paulista II, no valor total de R\$ 34,3 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 28,8 milhões já foram liberados.
- e) BNDES, para implantação do parque eólico de Santa Maria, no valor total de R\$ 71,6 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 60,3 milhões já foram liberados.
- f) BNDES, para implantação do parque eólico de Santa Helena no valor total de R\$ 83,0 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 64,5 milhões já foram liberados.
- g) BNDES, para Implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado, no valor total de R\$ 194,0 milhões, sendo que o valor foi integralmente liberado.
- h) BNDES, Construção e implantação de centrais geradoras eólicas do Complexo Cutia, no valor total de R\$ 619,4 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 589,2 milhões já foram liberados.
- i) BNDES, implantação de: SE Andirá Leste, Linha de Transmissão Baixo Iguaçu – Realeza, SE Curitiba Centro e Linha de Transmissão Curitiba Centro – Uberaba, SE Medianeira e Linha de Transmissão Curitiba Leste – Blumenau no valor total de R\$ 432,1 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 347,6 milhões, já foram liberados.
- j) BNB, Implantação do Complexo Eólico de Jandaíra, no valor total de R\$ 208,7 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 208,7 milhões já foram liberados.
- k) BNB, contrato com a Eólica Potiguar SPE S.A, no valor de R\$ 532,5 milhões, como parte da Estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável. O empreendimento é formado por 5 parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada, localizados no município de Serra do Mel – RN. O complexo foi adquirido com o montante já liberado na totalidade.

l) BNB, Contrato com a Central Eólica Aventura, com o objetivo da Implantação do Complexo Eólico de Aventura. No valor de R\$ 348,4 milhões, já liberados R\$ 348,4 milhões.

m) BNB, Contrato com a Central Eólica SRMN, com o objetivo da Implantação do Complexo Eólico de SRMN. No valor de R\$ 513,0 milhões, já liberados R\$ 513,0 milhões.

h. alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS (Em Reais mil)

	31.12.2024	Análise vertical 31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	22.651.036	100,0%	5,5%	21.479.468
Custos Operacionais	(17.759.792)	-78,4%	7,1%	(16.581.428)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	4.891.244	21,6%	-0,1%	4.898.040
Outras receitas (despesas) operacionais				
Despesas com vendas	(137.121)	-0,6%	-10,2%	(152.638)
Despesas gerais e administrativas	(825.350)	-3,6%	-23,4%	(1.078.037)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(145.727)	-0,6%	-48,0%	(280.460)
Resultado da equivalência patrimonial	281.202	1,2%	-8,6%	307.809
	(826.996)	-3,7%	-31,3%	(1.203.326)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos	4.064.248	17,9%	10,0%	3.694.714
Resultado Financeiro				
Receitas financeiras	1.184.779	5,2%	10,8%	1.069.116
Despesas financeiras	(2.341.793)	-10,3%	3,0%	(2.274.106)
	(1.157.014)	-5,1%	-4,0%	(1.204.990)
LUCRO OPERACIONAL	2.907.234	12,8%	16,8%	2.489.724
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Imposto de renda e contribuição social	(177.999)	-0,8%	-52,0%	(371.104)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(421.436)	-1,9%	-2572,2%	17.047
	(599.435)	-2,6%	69,3%	(354.057)
Lucro líquido e de operações em continuidade	2.307.799	10,2%	8,1%	2.135.667
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	491.571	2,2%	156,7%	191.501
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	2.799.370	12,4%	20,3%	2.327.168
Atribuído aos acionistas empresa controladora - operações em continuidade	2.345.941	10,4%	8,7%	2.158.077
Atribuído aos acionistas emp. controladora - operações descontinuadas	463.690	2,0%	360,3%	100.733
Atribuído aos acionistas não controladores - operações em continuidade	(26.800)	-0,1%	-3169,9%	873
Atribuído aos acionistas não controladores - operações em continuidade	16.539	0,1%	-75,5%	67.485

O item 2.2 deste Formulário de Referência detalha as variações significativas ocorridas na demonstração do resultado.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (Em Reais mil)

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5.634.623	110,4%	2.678.457
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	4.161.939	-26,1%	5.634.623
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	(69.338)	-156,0%	123.791
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(1.542.022)	-150,1%	3.079.957

Conforme demonstrado no quadro acima, houve uma variação negativa no saldo de caixa e equivalentes de caixa no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e uma redução de -150,1% em relação ao exercício anterior. A seguir estão apresentados os detalhamentos das variações nos fluxos de caixa decorrentes das atividades operacionais, atividades de investimento e atividades de financiamento.

Atividades Operacionais - O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais se manteve estável em 2024, quando comparado a 2023. Conforme demonstrado abaixo, a pequena redução apresentada se deve pela geração de caixa operacional decorrente, principalmente, do maior resultado da operação descontinuada da UEGA e Compagas em 2023, não recorrente em 2024.

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade	2.307.799	8,1%	2.135.667
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:			
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas – líquidas	2.071.041	6,1%	1.951.552
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime	(120.800)	5,6%	(114.370)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	(833.630)	14,2%	(730.094)
Imposto de renda e contribuição social	177.999	-52,0%	371.104
Imposto de renda e contribuição social diferidos	421.436	-2572,2%	(17.047)
Resultado da equivalência patrimonial	(281.202)	-8,6%	(307.809)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	257.711	-3,7%	267.741
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência	181.675	9,8%	165.459
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(82.424)	32,6%	(62.167)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(923.724)	-13,7%	(1.070.196)
Depreciação e amortização	1.465.478	6,0%	1.382.040
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	18.306	-97,0%	610.057
Incentivos de longo prazo	5.595	—	—
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	345.102	274,2%	92.235
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(722)	0,0%	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	36.604	-825,6%	(5.045)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	3.265	1109,3%	270
Baixas de ativos de contrato	14.496	-13,3%	16.728
Resultado das baixas de imobilizado	32.234	208,2%	10.458
Resultado das baixas de intangíveis	76.183	-3,2%	78.728
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos –	(4.774)	-757,6%	726
Resultado na alienação de imóveis	(264.434)	—	—
	4.903.214	2,7%	4.775.315

Redução (aumento) dos ativos

Cientes	602.196	219,6%	188.437
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	223.985	28,1%	174.826
Depósitos judiciais	18.427	-44,7%	33.298
Ativos financeiros setoriais	354.421	858,8%	36.964
Outros créditos	(73.515)	536,2%	(11.555)
Estoques	38.402	104,9%	18.741
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(295.650)	47,1%	(201.003)
Outros tributos a recuperar	(50.731)	-63,4%	(138.520)
Despesas antecipadas	(342)	-85,0%	(2.281)
Partes relacionadas	715	-455,7%	(201)
	817.908	728,6%	98.706

Aumento (redução) dos passivos

Obrigações sociais e trabalhistas	(313.552)	-205,5%	297.343
Fornecedores	72.730	272,9%	19.506
Outras obrigações fiscais	882.575	-9,4%	974.083
Benefícios pós-emprego	(219.780)	-2,2%	(224.809)
Encargos setoriais a recolher	(16.641)	-211,1%	14.978
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(336.956)	32,0%	(255.295)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(110.385)	-4,6%	(115.736)
Outras contas a pagar	(131.259)	-187,8%	149.450
Provisões para litígios quitadas	(345.138)	-7,4%	(372.838)
	(518.406)	-206,5%	486.682

CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS**5.202.716 -2,9% 5.360.703**

Imposto de renda e contribuição social pagos	(219.219)	-25,6%	(294.676)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(471.276)	-9,6%	(521.134)
Encargos de debêntures pagos	(1.089.013)	-3,4%	(1.127.607)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(33.292)	37,1%	(24.284)

**CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE****3.389.916 -0,1% 3.393.002**

CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	3.620	-97,1%	125.474
--	-------	--------	---------

CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS**3.393.536 -3,6% 3.518.476**

Atividades de Investimento - O aumento no caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento comparado ao exercício social encerrado em 2023 se deve, sobretudo, ao pagamento do Bônus de outorga para renovação das concessões das usinas “FDA”, “Segredo” e “Salto Caxias”, parcialmente compensado pelo recebimento da venda da UEGA e Compagas proveniente de operações descontinuadas, conforme demonstrado abaixo.

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Aplicações financeiras	(32.939)	-25,2%	(44.061)
Aquisições de ativos de contrato	(2.174.902)	10,2%	(1.973.215)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	—	-100,0%	(911.450)
Alienação de investimentos - adiantamento	47.066	-19,0%	58.132
Aportes em investimentos	—	-100,0%	(10.780)
Redução de capital em investidas	37.129	—	—
Aquisições de imobilizado	(137.635)	-32,8%	(204.805)
Alienações de imobilizado	11.440	—	—
Aquisições de intangível	(4.098.286)	30511,6%	(13.388)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	(6.348.127)	104,8%	(3.099.567)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	608.713	-1813,5%	(35.524)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(5.739.414)	83,1%	(3.135.091)

Atividades de Financiamento - A redução do caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento da Companhia comparado ao exercício social encerrado em 2023 se deve, principalmente, ao aumento de capital social em decorrência da oferta primária de ações recebido em 2023, não recorrente em 2024.

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Ingressos de empréstimos e financiamentos	5.051	-88,9%	45.325
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	(1.693)	-75,4%	(6.886)
Ingressos de debêntures emitidas	3.920.000	35,2%	2.900.000
Custos de transação na emissão de debêntures	(60.623)	-0,1%	(60.677)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(261.753)	0,3%	(260.971)
Amortizações de principal de debêntures	(1.079.912)	-9,5%	(1.193.910)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(70.949)	2,4%	(69.293)
Aumento de capital	—	-100,0%	2.031.619
Custos de transação no aumento de capital	—	-100,0%	(14.941)
Recompra de ações próprias	(50.044)	—	—
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.586.565)	111,4%	(750.371)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	813.512	-68,9%	2.619.895
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	(9.656)	-112,6%	76.677
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	803.856	-70,2%	2.696.572

a) condições financeiras e patrimoniais gerais

A Companhia Paranaense de Energia (“Copel” ou “Companhia”) foi criada em 26 de outubro de 1954, e desde então desenvolveu sua atuação com tecnologia de alta qualidade nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia. A Companhia opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição. Além de atuar no Estado do Paraná, a Copel está presente em outros 9 estados brasileiros.

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

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

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

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

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

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

Realizamos em 2024 investimentos históricos na Copel Distribuição, totalizando R\$ 2,2 bilhões para modernização, ampliação e automação da infraestrutura elétrica em nossa área de concessão, no

estado do Paraná, e alcançamos uma eficiência EBITDA superior em 46% ao previsto em termos regulatórios, o que resultou em um valor ajustado histórico de R\$ 2,5 bilhões.

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

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

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

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

As informações financeiras contidas nos itens 2.1 a 2.11 deste Formulário de Referência devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia auditadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e suas notas explicativas.

Os termos “AH” e “AV” constantes das colunas de determinadas tabelas desta Seção 2 em geral significam “Análise Horizontal” e “Análise Vertical”, respectivamente. A Análise Horizontal compara valores do exercício atual em relação ao anterior para uma mesma rubrica, enquanto a Análise Vertical representa o percentual da rubrica em relação à outra (receita operacional líquida, ativo/passivo total, patrimônio líquido ou à conta devidamente indicada) dentro do mesmo exercício.

Os investimentos realizados nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024, em comparação com aqueles realizados em 31 de dezembro de 2023, estão demonstrados na tabela abaixo:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Copel Geração e Transmissão	263.000	240.100
Copel Distribuição	2.196.900	1.966.500
Copel Comercialização	1.300	1.600
Copel Serviços	40.600	40.700
Holding	2.000	3.200
Total	2.503.800	2.252.100

As tabelas a seguir apresentam as principais informações contábeis da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023:

Dados da Demonstração de Resultado (em R\$ mil)	31.12.2024	31.12.2023
Receitas operacionais	22.651.036	21.479.468
Custo de vendas e serviços	(17.759.792)	(16.581.428)
Lucro operacional bruto	4.891.244	4.898.040
Receitas/despesas operacionais	(826.996)	(1.203.326)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos	4.064.248	3.694.714
Resultado financeiro	(1.157.014)	(1.204.990)
Lucro antes de imposto de renda e contribuição social	2.907.234	2.489.724
Imposto de renda e contribuição social sobre o lucro	(599.435)	(354.057)
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	2.307.799	2.135.667
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	491.571	191.501
Lucro líquido do exercício	2.799.370	2.327.168

Dados do Balanço Patrimonial (em R\$ mil)	31.12.2024	31.12.2023
Ativo circulante	13.041.808	13.715.730
Ativo não circulante	44.342.348	42.103.344
Investimentos	3.577.937	3.511.797
Ativo Intangível (líquido)	16.623.610	11.170.089
Ativo imobilizado (líquido)	8.516.697	10.825.421
Ativo total	57.384.156	55.819.074
Empréstimos, financiamentos e debêntures (curto prazo)	3.256.315	1.901.629
Passivo circulante	10.342.380	9.309.433
Empréstimos, financiamentos e debêntures (longo prazo)	13.989.844	13.060.694
Passivo não circulante	21.404.841	22.317.974
Patrimônio líquido	25.636.935	24.191.667
Atribuível aos acionistas controladores	25.674.718	23.886.153
Atribuível a participações não controladoras	(37.783)	305.514
Capital social	12.821.758	12.821.758

A tabela abaixo demonstra o percentual de imobilização do Patrimônio Líquido da Companhia, indicador que demonstra quanto do Patrimônio Líquido está aplicado no Ativo (Investimentos, Imobilizado, Intangível e Direito de uso de ativos)

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Ativo Permanente (Investimentos, Imobilizado, Intangível e Direito de uso de ativos)	29.027.227	25.759.907
Patrimônio Líquido	25.636.935	24.191.667
	113 %	106 %

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

A tabela abaixo apresenta o índice de retorno sobre o Patrimônio Líquido, calculado pela divisão do lucro líquido pelo patrimônio líquido.

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Lucro Líquido	2.799.370	2.327.168
Patrimônio Líquido	25.636.935	24.191.667
	10,9 %	9,6 %

b. estrutura de capital

Em R\$ mil	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Capital de terceiros (PC+PNC)	31.747.221	55%	31.627.407	57%
Capital próprio (PL)	25.636.935	45%	24.191.667	43%
Total	57.384.156	100%	55.819.074	100%

A administração entende que a Companhia possui uma estrutura de capital adequada à natureza dos negócios da Companhia e ao cumprimento das suas obrigações na condução de suas operações, não havendo variação significativa nos percentuais representativos de capital de terceiros e capital próprio entre os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023.

Considerando todas as dívidas da Copel (Passivo Circulante e Passivo Não Circulante), conforme tabela a seguir, verifica-se que o endividamento se mantém concentrado no Passivo Não Circulante, com uma redução absoluta e percentual em comparação com o exercício anterior, devido principalmente a menor provisão para litígios:

Em R\$ mil	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Passivo Circulante	10.342.380	33%	9.309.433	29%
Passivo Não Circulante	21.404.841	67%	22.317.974	71%
Total	31.747.221	100%	31.627.407	100%

Por fim, a tabela a seguir apresenta a análise da Dívida Líquida Ajustada em relação ao Patrimônio Líquido:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Dívida líquida ajustada	13.157.422	8.922.358
Patrimônio Líquido	25.636.935	24.191.667
Dívida líquida ajustada/Patrimônio Líquido	51,3 %	36,9 %

Observa-se um aumento no indicador após emissão de novas dívidas e a liquidação do bônus de outorga para renovação das concessões das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - GBM ("Foz do Areia"), Governador Ney Braga - GNB ("Segredo") e Governador José Richa - GJR ("Salto Caxias"), por 30 anos contados a partir da assinatura dos novos contratos de concessão, que foram celebrados em 19.11.2024. Os valores estão aderentes ao resultado esperado conforme planejamento do endividamento e do retorno dos investimentos realizados.

De acordo com os índices apresentados, a administração entende que a situação atual da Companhia está adequada ao setor de energia, não comprometendo a capacidade de pagamento de suas dívidas.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado que façam sentido na sua estrutura de capital, especialmente no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício social corrente.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A tabela a seguir apresenta a evolução da dívida líquida ajustada:

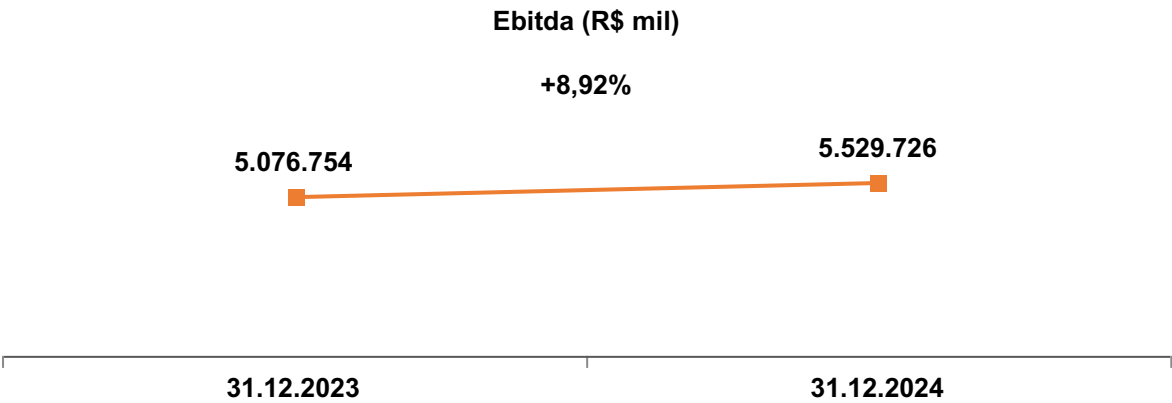
Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e Financiamentos (Circulante e Não circulante)	5.126.470	5.343.217
Debêntures (Circulante e Não circulante)	12.627.365	9.619.106
Dívida bruta	17.753.835	14.962.323
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4.161.939)	(5.634.623)
(-) Títulos e valores mobiliários	(434.474)	(405.342)
Dívida líquida ajustada	13.157.422	8.922.358

Embora o valor da dívida bruta tenha aumentado, conforme demonstrado também no item 2.5 deste Formulário de Referência, a Companhia conta com prazos alongados de pagamento, compatíveis com os investimentos realizados. A tabela a seguir apresenta o cronograma de vencimentos da dívida:

Em R\$ mil	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Após 2030	Total
Dívida Bruta	3.763.991	2.380.010	1.961.849	1.283.534	1.666.337	1.910.734	4.787.380	17.753.835

Essa condição de alongamento da dívida, somada ao EBITDA da Companhia apurado para o exercício de 2024 (que é resultado, principalmente, dos investimentos realizados que agora já geram retorno à Copel), indica que a Companhia possui sólido perfil de negócios, cujos importantes e rentáveis ativos de geração, transmissão e distribuição de energia contribuem para diluir riscos operacionais e regulatórios, e se beneficia de uma robusta capacidade de geração de caixa e com uma alavancagem financeira conservadora, situação corroborada pela última classificação de crédito, em seu maior grau ‘AAA(bra)’, atribuída pela agência Fitch Ratings.

A seguir está apresentada a variação do EBITDA apurado para os exercícios sociais encerrados em 2023 e 2024, sendo o seu cálculo demonstrado no item 2.5 deste Formulário de Referência.



O aumento de 8,92% no EBITDA reportado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 em relação ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2023 se deu, principalmente, em função das variações da receita operacional líquida e dos custos e despesas, conforme detalhado no item 2.2 deste Formulário de Referência.

Observa-se que há consistência nos indicadores de liquidez da Companhia, que mensuram a capacidade de pagamento para os compromissos assumidos no curto e longo prazo, conforme a tabela abaixo:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Liquidez Corrente (AC/PC)	1,3	1,5
Liquidez Geral (AC + RLP) / (PC + PNC)	0,9	1,0

Além disso, o capital circulante líquido da Companhia foi positivo conforme tabela abaixo:

Em R\$ mil	31.12.2024	31.12.2023
Ativo Circulante	13.041.808	13.715.730
(-) Passivo Circulante	10.342.380	9.309.433
	2.699.428	4.406.297

Os investimentos da Companhia são parcialmente financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais, conforme já demonstrado acima.

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 de pagamento previstas. A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2029, repetem-se os indicadores de 2028 até o horizonte da projeção.

Em R\$ mil	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2024						
Empréstimos e financiamentos	41.142	681.322	990.756	2.717.667	3.082.966	7.513.853
Debêntures	198.579	5.755	3.138.439	8.761.862	6.801.259	18.905.894
Contas a pagar vinculadas à concessão	9.568	19.158	96.944	771.456	1.977.517	2.874.643
Fornecedores	2.058.249	334.366	18.482	55.706	—	2.466.803
Pert	5.604	11.315	52.803	330.143	7.618	407.483
Parcelamento ICMS	—	2.620	3.065	7.468	—	13.153
Passivos financeiros setoriais	78.712	159.821	763.484	174.342	—	1.176.359
Passivo de arrendamentos	1.863	3.760	17.000	62.787	300.277	385.687
	2.393.717	1.218.117	5.080.973	12.881.431	12.169.637	33.743.875

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes utilizadas

As necessidades de capital da Companhia são financiadas por meio de recursos provenientes das suas operações e mediante financiamento externo, tais como operações no mercado de capitais, como debêntures simples, debêntures incentivadas e notas promissórias; obtenção de recursos e rolagem de dívidas em contratos de financiamentos com instituições financeiras comerciais, como o Banco do Brasil S.A. ("Banco do Brasil"); e instituições financeiras de fomento, como o BNDES e o Banco do Nordeste ("BNB").

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, as atividades operacionais da Companhia foram a principal fonte de recursos.

Para mais informações sobre os empréstimos e financiamentos da Companhia, vide item 2.1(f) deste Formulário de Referência.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

As necessidades de financiamento de capital da Companhia são supridas por meio de recursos provenientes dos instrumentos já descritos, porém, caso seja identificada deficiência de liquidez nestas operações, considerando nossas premissas de captação de recursos, poderemos ajustar nossas restrições ou desenvolver novas alternativas em operações bilaterais disponíveis.

A Companhia poderá captar recursos financeiros por Programas de Financiamento Setorial, quando disponíveis para investimentos específicos. Da mesma forma, pode utilizar operações com benefícios legais de taxas, prazos e incentivos tributários, conforme critérios da legislação pertinente, tornando maior o interesse dos investidores, buscando a liquidez no mercado.

Podemos acessar o mercado de capitais internacionais e os organismos internacionais de desenvolvimento, dependendo das condições econômicas e das negociações desenvolvidas, para buscar vantajosidade ou disponibilidade financeira em relação ao mercado local.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

Os Diretores entendem que os níveis de endividamento e as características dos contratos de empréstimos e financiamentos relevantes são compatíveis com os resultados das atividades da Companhia, com a natureza de seus negócios e com a sua geração de caixa. Desta forma, a Companhia cumpre com as obrigações assumidas nesses contratos e atende aos covenants e demais compromissos neles previstos.

As informações prestadas nesta letra “f” podem também ser encontradas nos itens “19” e “20” (Empréstimos, Financiamentos e Debêntures) das Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

O nível de endividamento da Copel foi de 69,3% em 31 de dezembro de 2024. Esse índice reflete a divisão da dívida total pelo patrimônio líquido da Companhia.

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

Ao longo do exercício social findo em 31 de dezembro de 2024, as principais contratações foram:

- Em 15 de maio de 2024, a Copel Distribuição realizou a 9ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, de espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em duas séries, para distribuição pública no valor de R\$ 2,25 bilhões, sendo R\$ 750,0 milhões referente a primeira série, que será paga em 3 parcelas em 2029, 2030, 2031 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,60% a.a. que serão pagos semestralmente, segunda série no valor de R\$ 1,5 bilhões que serão pagos em 7 parcelas nos anos de 2030 a 2036 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada do IPCA mais uma sobretaxa de 6,2831 a.a. que serão pagos semestralmente.
- Em 05 de maio de 2024, a Copel Serviços realizou a 1ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em série única, para distribuição pública no valor de R\$ 70,0 milhões, que será paga em 4 parcelas nos anos de 2028 a 2031 e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI diária mais uma sobretaxa de 1,20% a.a. que serão pagos semestralmente.
- Em 25 de Novembro de 2024, a Copel Distribuição retificou e ratificou a repactuação da Cédula de Crédito Bancário 265.901.903 com o Banco do Brasil no valor de R\$ 750,0 milhões, que será paga em 2 parcelas em 2027 e 2028, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI diária mais uma sobretaxa de 1,08% a.a. que serão pagos trimestralmente com vencimentos inicial em 24/12/2024 e final em 24/06/2028.
- Em 10 de Outubro de 2024 a Copel Geração e Transmissão realizou a 9ª emissão de debêntures não conversíveis em ações, de espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em três séries, para distribuição pública, no valor de R\$ 1,6 bilhões, sendo R\$ 800,0 milhões referente a primeira série, que serão pagas em 3 parcelas em 2027, 2028 e 2029, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100,00% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,52% a.a., que serão pagos semestralmente. Segunda série no valor de R\$ 500,0 milhões, que serão pagos em 2 parcelas em 2030 e 2031, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI diária mais uma sobretaxa de 0,69% a.a. que serão pagos semestralmente. Terceira série no valor de R\$ 300,0 milhões, que serão pagos em 3 parcelas em 2032, 2033, 2034, e encargos financeiros calculados com base na variação acumulada de 100% da DI mais uma sobretaxa de 0,95% a.a., que serão pagos semestralmente.

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

• Banco do Brasil:

- a) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2009, no valor de R\$ 169,5 milhões, com o objetivo de implementar o empreendimento UHE Mauá e seu Sistema de Transmissão Associado. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 37,5 milhões.
- b) Cédula de Crédito Bancário no valor de R\$ 750,0 milhões, emitida no âmbito de contrato firmado com a Copel Distribuição em 29 de junho de 2022, destinado ao financiamento de capital de giro. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 751,5 milhões.

• BNB:

- a) Contrato com a Jandaíra Energias Renováveis, assinado em 2021, no valor de R\$ 208,7 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico de Jandaíra. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 178,4 milhões.
- b) Contrato com a Eólica Potiguar SPE S.A., assinado em 2021, no valor de R\$ 532,5 milhões, como parte da estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável. O empreendimento é formado por cinco parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada, localizados no município de Serra do Mel (Rio Grande do Norte). O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 505,2 milhões.
- c) Contrato com a Eólica Aventura SPE S.A., assinado em 2018, no valor de R\$ 348,4 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico Aventura. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 313,8 milhões.
- d) Contrato com a Eólica SRMN SPE S.A., assinado em 2019, no valor de R\$ 513,0 milhões, com o objetivo de implantação do Complexo Eólico Santa Rosa e Mundo Novo (SRMN). O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 531,8 milhões.

• Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras:

- a) Eletrobras - Programa Luz para Todos, 5ª tranche, no valor de R\$ 17,0 milhões com recursos do Fundo de Investimento de Infraestrutura e Saneamento da Caixa Econômica Federal, firmado em 2015. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 3,8 milhões.

• BNDES:

- a) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2009, no valor de R\$ 169,5 milhões, com o objetivo de implantar o empreendimento UHE Mauá e seu Sistema de Transmissão Associado. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 37,5 milhões.
- b) Dois contratos com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2011, no montante de R\$ 44,7 milhões, com o objetivo de implementar a Linha de Transmissão Foz do Iguaçu — Cascavel Oeste e a aquisição de máquinas e equipamentos para implantação dessa linha de transmissão. Possuem saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 4,6 milhões.
- c) Contrato com GE Boa Vista S.A., GE Farol S.A., GE Olho D'água S.A. e GE São Bento S.A., assinado em março de 2012, totalizando R\$ 282,0 milhões destinados a construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possuem saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 116,7 milhões.

- d) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2012, no valor de R\$ 73,1 milhões, para implantação da PCH Cavernoso II. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 22,7 milhões.
- e) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2013, no valor de R\$ 1,04 bilhões, para implantação da UHE Colíder e seu Sistema de Transmissão Associado. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 487 milhões.
- f) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2013, no montante de R\$ 17,6 milhões, para implantação da Subestação Cerquilho III. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 4,9 milhões.
- g) Contrato com a empresa Costa Oeste, assinado em 2013, no montante de R\$ 36,7 milhões, para implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 8,7 milhões.
- h) Contrato com a empresa Marumbi, assinado em 2014, no montante de R\$ 55 milhões, para implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 12,0 milhões.
- i) Contrato com a Santa Maria Energias Renováveis S.A, assinado em 2015, no montante de R\$ 71,6 milhões para construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 27,5 milhões.
- j) Contrato com a Santa Helena Energias Renováveis S.A., assinado em 2015, no montante de R\$ 83,0 milhões, para construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 29,0 milhões.
- k) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2015, no montante de R\$ 34,3 milhões, para implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 12,0 milhões.
- l) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2015, no montante de R\$ 21,6 milhões, para implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 6,9 milhões.
- m) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2018, no montante de R\$ 194,0 milhões, para implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 136,8 milhões.
- n) Contrato com a Cutia Empreendimentos Eólicos S.A., assinado em 2018, no montante de R\$ 619,4 milhões, para a construção e implantação de centrais geradoras eólicas. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 497,2 milhões.
- o) Contrato com a Copel Geração e Transmissão, assinado em 2020, no montante de R\$ 432,1 milhões, para implantação de: SE Andirá Leste, Linha de Transmissão Baixo Iguaçu – Realeza, SE Curitiba Centro e Linha de Transmissão Curitiba Centro – Uberaba, SE Medianeira e Linha de Transmissão Curitiba Leste – Blumenau. Possui saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 395,1 milhões.

- **Emissão de debêntures e notas promissórias:**

- a) Instrumento particular de escritura da 2ª emissão de debêntures, assinado em 24 março de 2016, entre a Nova Asa Branca I, II e III, Eurus IV, Ventos de Santo Uriel e o BNDES Participações S.A., cujos recursos foram destinados à implantação dos parques eólicos. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 183,2 milhões.
- b) Instrumento particular de escritura da 5ª emissão de debêntures, assinado em 25 de novembro de 2018 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados ao reembolso de gastos relacionados ao projeto de construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopin. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 82,6 milhões.
- c) Instrumento particular de escritura da 1ª emissão de debêntures, assinado em 20 de março de 2019 entre a Cutia Empreendimentos Eólicos e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados à construção e implantação dos Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 327,7 milhões.
- d) Instrumento particular de escritura da 6ª emissão de debêntures, assinado em 15 de julho de 2019 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados ao resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures e reembolso de gastos com os projetos UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 276,2 milhões.
- e) Instrumento particular de escritura da 5ª emissão de debêntures, assinado em 15 de novembro de 2019 entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados ao investimento para expansão, renovação ou melhoria, reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL e reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 678,8 milhões.
- f) Instrumento particular de escritura da 6ª emissão de debêntures, assinado em 16 de junho de 2021 entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados a investimento para expansão, renovação ou melhoria, reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição vinculada ao Contrato de Concessão nº 46/1999 da ANEEL e reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Copel Distribuição: 3ª, 4ª e 5ª Emissão. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.620,1 milhões.
- g) Instrumento particular de escritura da 7ª emissão de debêntures, assinado em 15 de outubro de 2021 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados a reforço do capital de giro da Emissora, amortização e/ou o reembolso de caixa, de parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: (a) 3ª emissão da Emissora e (b) 4ª emissão da Emissora e investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos seguintes projetos: melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; implantação dos ativos do Lote "E", do Leilão Aneel nº 05/2015; aportes da SPE Mata de Santa Genebra S.A; e aportes na SPE PCH Bela Vista S.A. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.598,8 milhões.

- h) Instrumento particular de escritura da 7ª emissão de debêntures, assinado em 15 de maio de 2022, entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados da seguinte forma: com relação às debêntures da primeira e segunda série, os recursos foram destinados para (i) o reforço do capital de giro da Copel Distribuição; e (ii) a amortização da primeira parcela de principal das debêntures da 3ª e 4ª, e 5ª emissão da Copel Distribuição; e (ii) com relação às debêntures da terceira série, os recursos foram destinados exclusivamente para investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição, vinculada ao “Contrato de Concessão n°46/1999-ANEEL”, de 24 de junho de 1999, conforme aditado (“Contrato de Concessão”), bem como a construção, implantação e exploração da rede de distribuição de energia elétrica da Copel Distribuição, vinculada ao Contrato de Concessão. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.397,5 milhões.
- i) Instrumento particular de emissão de nota comercial, assinado em 10 de setembro de 2022 entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, cujos recursos foram destinados à amortização parcial da 3ª, 4ª e 5ª emissões de debêntures da Copel GeT e ao atendimento de obrigações diversas de curto prazo, incluindo compra de energia, obrigações regulatórias e dividendos. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.036,3 milhões.
- j) Instrumento particular de escritura da 8ª emissão das debêntures, assinado em 15 de janeiro de 2023 com a Copel Geração e Transmissão, destinados a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo (SRMN) e Aventura (Complexos Eólicos e aquisição complexos eólicos, respectivamente), localizados no estado do Rio Grande do Norte, nos municípios de Touros e São Tomé, que totalizam 260,4 MW de capacidade instalada. Reembolso de despesas de investimentos e/ou de aportes no âmbito dos Projetos das Centrais Geradoras Eólicas denominadas Jandaíras I, II, III e IV. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.386,8 milhões.
- k) Instrumento particular de escritura da 8ª Emissão de debêntures, assinado em 15 de junho de 2023 com a Copel Distribuição, destinados a: (i) primeira e terceira série exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora e a segunda série é exclusivo para amortização do principal e dos juros devidos no âmbito da “Escritura Particular da 4ª (quarta) Emissão de Debêntures, e o valor remanescente, se houver, para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.206,5 milhões.
- l) Instrumento particular de escritura da 9ª Emissão de debentures, assinado em 15 de maio de 2024, entre a Copel Distribuição e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo destinados os recursos na sua totalidade para refinanciamento de compromissos financeiros vincendos em 2024, inclusive reembolso de pagamentos já feitos ao longo do ano e a recomposição e reforço de caixa da emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 2.306,8 milhões.
- m) Instrumento particular de escritura da 1ª Emissão de debêntures, assinado em 05 de maio de 2024, entre a Copel Serviços e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo destinados os recursos exclusivamente para reforço de caixa para atendimento dos compromissos da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 71,2 milhões.

- n) Instrumento particular de escritura da 9ª Emissão de debêntures, assinado em 10 de outubro de 2024, entre a Copel Geração e Transmissão e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, sendo a totalidade dos recursos destinados ao refinanciamento de compromissos financeiros vincendos em 2024, inclusive reembolso de pagamentos já feitos ao longo do ano, e à recomposição e reforço de caixa da Emissora. O saldo em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.637,7.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Não há grau de subordinação contratual entre as dívidas da Companhia. Assim, caso tenha alguma exigência quanto ao passivo exigível, a Companhia seguirá a ordem de precedência universal de credores, incluindo a Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, e a Lei nº 6.024, de 13 de março de 1974.

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

A Companhia e suas controladas contrataram empréstimos e emitiram debêntures com cláusulas que requerem a manutenção de determinados índices econômico-financeiros dentro de parâmetros pré-estabelecidos, bem como outras condições a ser observadas, como não alterar a participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle sem a prévia anuência. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Os principais indicadores econômico-financeiros que devem ser observados no âmbito dessas dívidas estão descritos no quadro abaixo:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel Geração e Transmissão	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada/ Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel Geração e Transmissão	6ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	7ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	8ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	9ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	5ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada/ Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel Distribuição	6ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	7ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	8ª Emissão de Debêntures		
Copel Distribuição	9ª Emissão de Debêntures		
Copel Serviços	1ª Emissão de Debêntures		
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
Nova Asa Branca I	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Nova Asa Branca II	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca III	2ª Emissão de Debêntures		
Nova Eurus IV	2ª Emissão de Debêntures		
Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures		
Copel Geração e Transmissão	BNDES Finem nº 820989.1 -1, Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel Geração e Transmissão	Banco do Brasil nº 21/02000-0 – Mauá		
Copel Geração e Transmissão	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Dívida líquida consolidada/ Ebitda consolidado	≤ 3,5
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDESFinemnº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDESFinemnº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDESFinemnº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDESFinemnº 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

Em 31.12.2024, todos os indicadores financeiros medidos anualmente foram integralmente atendidos, exceto nas controladas Asa Branca I, Asa Branca II, Asa Branca III, Ventos de Santo Uriel e Nova Eurus IV, dispensadas do cumprimento do ICSD no exercício de 2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 51/2024.

No âmbito do 1ª Emissão de Debêntures do Complexo Eólico de Cutia, a Companhia recebeu em 23.12.2024, conforme Ata da Assembleia Geral de Debenturistas - AGD, autorização para substituição temporária, até o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo com base nas demonstrações financeiras consolidadas da garantidora Companhia Paranaense de Energia - Copel. Ainda no âmbito do contrato de financiamento do Complexo Eólico de Cutia, a Companhia recebeu, em 23.12.2024, conforme carta do BNDES AEC/DEENE2 nº 49/2024, autorização para substituição temporária, até o exercício de 2029, do procedimento de cálculo do ICSD atual pelo cálculo do ICSD e de Índice de Alavancagem com base nas demonstrações financeiras consolidadas da garantidora Companhia Paranaense de Energia - Copel. Em 31.12.2024, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

g. limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Atualmente em fase de utilização, a Copel tem contratado os seguintes financiamentos:

- a) Eletrobrás - Programa Luz para Todos, 5ª tranche, no valor de R\$ 17,0 milhões com recursos do Fundo de Investimento de Infraestrutura e Saneamento da Caixa Econômica Federal, sendo que, deste valor, R\$ 15,9 milhões já foram liberados.
- b) BNDES, para implantação de Colíder, no valor total de R\$ 1.041,2 milhões, sendo que deste valor, R\$ 1.043,0 milhões já foram liberados.
- c) BNDES, para implantação da Linha de Transmissão Londrina Figueira C2, e da linha de transmissão Salto Osorio - Foz do Chopim C2, no valor total de R\$ 21,6 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 18,2 milhões já foram liberados.
- d) BNDES, para implantação da Linha de Transmissão Assis – Paraguaçu Paulista II, bem como a subestação “SE” Paraguaçu Paulista II, no valor total de R\$ 34,3 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 28,8 milhões já foram liberados.
- e) BNDES, para implantação do parque eólico de Santa Maria, no valor total de R\$ 71,6 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 60,3 milhões já foram liberados.
- f) BNDES, para implantação do parque eólico de Santa Helena no valor total de R\$ 83,0 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 64,5 milhões já foram liberados.
- g) BNDES, para Implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado, no valor total de R\$ 194,0 milhões, sendo que o valor foi integralmente liberado.
- h) BNDES, Construção e implantação de centrais geradoras eólicas do Complexo Cutia, no valor total de R\$ 619,4 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 589,2 milhões já foram liberados.
- i) BNDES, implantação de: SE Andirá Leste, Linha de Transmissão Baixo Iguaçu – Realeza, SE Curitiba Centro e Linha de Transmissão Curitiba Centro – Uberaba, SE Medianeira e Linha de Transmissão Curitiba Leste – Blumenau no valor total de R\$ 432,1 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 347,6 milhões, já foram liberados.
- j) BNB, Implantação do Complexo Eólico de Jandaíra, no valor total de R\$ 208,7 milhões, sendo que, deste valor, R\$ 208,7 milhões já foram liberados.
- k) BNB, contrato com a Eólica Potiguar SPE S.A, no valor de R\$ 532,5 milhões, como parte da Estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável. O empreendimento é formado por 5 parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada, localizados no município de Serra do Mel – RN. O complexo foi adquirido com o montante já liberado na totalidade.

l) BNB, Contrato com a Central Eólica Aventura, com o objetivo da Implantação do Complexo Eólico de Aventura. No valor de R\$ 348,4 milhões, já liberados R\$ 348,4 milhões.

m) BNB, Contrato com a Central Eólica SRMN, com o objetivo da Implantação do Complexo Eólico de SRMN. No valor de R\$ 513,0 milhões, já liberados R\$ 513,0 milhões.

h. alterações significativas em itens das demonstrações de resultado e de fluxo de caixa

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS (Em Reais mil)

	31.12.2024	Análise vertical 31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	22.651.036	100,0%	5,5%	21.479.468
Custos Operacionais	(17.759.792)	-78,4%	7,1%	(16.581.428)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO	4.891.244	21,6%	-0,1%	4.898.040
Outras receitas (despesas) operacionais				
Despesas com vendas	(137.121)	-0,6%	-10,2%	(152.638)
Despesas gerais e administrativas	(825.350)	-3,6%	-23,4%	(1.078.037)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(145.727)	-0,6%	-48,0%	(280.460)
Resultado da equivalência patrimonial	281.202	1,2%	-8,6%	307.809
	(826.996)	-3,7%	-31,3%	(1.203.326)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos	4.064.248	17,9%	10,0%	3.694.714
Resultado Financeiro				
Receitas financeiras	1.184.779	5,2%	10,8%	1.069.116
Despesas financeiras	(2.341.793)	-10,3%	3,0%	(2.274.106)
	(1.157.014)	-5,1%	-4,0%	(1.204.990)
LUCRO OPERACIONAL	2.907.234	12,8%	16,8%	2.489.724
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL				
Imposto de renda e contribuição social	(177.999)	-0,8%	-52,0%	(371.104)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(421.436)	-1,9%	-2572,2%	17.047
	(599.435)	-2,6%	69,3%	(354.057)
Lucro líquido e de operações em continuidade	2.307.799	10,2%	8,1%	2.135.667
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	491.571	2,2%	156,7%	191.501
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	2.799.370	12,4%	20,3%	2.327.168
Atribuído aos acionistas empresa controladora - operações em continuidade	2.345.941	10,4%	8,7%	2.158.077
Atribuído aos acionistas emp. controladora - operações descontinuadas	463.690	2,0%	360,3%	100.733
Atribuído aos acionistas não controladores - operações em continuidade	(26.800)	-0,1%	-3169,9%	873
Atribuído aos acionistas não controladores - operações em continuidade	16.539	0,1%	-75,5%	67.485

O item 2.2 deste Formulário de Referência detalha as variações significativas ocorridas na demonstração do resultado.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA (Em Reais mil)

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5.634.623	110,4%	2.678.457
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	4.161.939	-26,1%	5.634.623
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	(69.338)	-156,0%	123.791
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(1.542.022)	-150,1%	3.079.957

Conforme demonstrado no quadro acima, houve uma variação negativa no saldo de caixa e equivalentes de caixa no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e uma redução de -150,1% em relação ao exercício anterior. A seguir estão apresentados os detalhamentos das variações nos fluxos de caixa decorrentes das atividades operacionais, atividades de investimento e atividades de financiamento.

Atividades Operacionais - O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais se manteve estável em 2024, quando comparado a 2023. Conforme demonstrado abaixo, a pequena redução apresentada se deve pela geração de caixa operacional decorrente, principalmente, do maior resultado da operação descontinuada da UEGA e Compagas em 2023, não recorrente em 2024.

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do período proveniente de operações em continuidade	2.307.799	8,1%	2.135.667
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:			
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas – líquidas	2.071.041	6,1%	1.951.552
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime	(120.800)	5,6%	(114.370)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	(833.630)	14,2%	(730.094)
Imposto de renda e contribuição social	177.999	-52,0%	371.104
Imposto de renda e contribuição social diferidos	421.436	-2572,2%	(17.047)
Resultado da equivalência patrimonial	(281.202)	-8,6%	(307.809)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	257.711	-3,7%	267.741
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência	181.675	9,8%	165.459
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	(82.424)	32,6%	(62.167)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(923.724)	-13,7%	(1.070.196)
Depreciação e amortização	1.465.478	6,0%	1.382.040
Provisão decorrente do programa de demissão voluntária	18.306	-97,0%	610.057
Incentivos de longo prazo	5.595	—	—
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	345.102	274,2%	92.235
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	(722)	0,0%	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	36.604	-825,6%	(5.045)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	3.265	1109,3%	270
Baixas de ativos de contrato	14.496	-13,3%	16.728
Resultado das baixas de imobilizado	32.234	208,2%	10.458
Resultado das baixas de intangíveis	76.183	-3,2%	78.728
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos –	(4.774)	-757,6%	726
Resultado na alienação de imóveis	(264.434)	—	—
	4.903.214	2,7%	4.775.315

Redução (aumento) dos ativos

Cientes	602.196	219,6%	188.437
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	223.985	28,1%	174.826
Depósitos judiciais	18.427	-44,7%	33.298
Ativos financeiros setoriais	354.421	858,8%	36.964
Outros créditos	(73.515)	536,2%	(11.555)
Estoques	38.402	104,9%	18.741
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	(295.650)	47,1%	(201.003)
Outros tributos a recuperar	(50.731)	-63,4%	(138.520)
Despesas antecipadas	(342)	-85,0%	(2.281)
Partes relacionadas	715	-455,7%	(201)
	817.908	728,6%	98.706

Aumento (redução) dos passivos

Obrigações sociais e trabalhistas	(313.552)	-205,5%	297.343
Fornecedores	72.730	272,9%	19.506
Outras obrigações fiscais	882.575	-9,4%	974.083
Benefícios pós-emprego	(219.780)	-2,2%	(224.809)
Encargos setoriais a recolher	(16.641)	-211,1%	14.978
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	(336.956)	32,0%	(255.295)
Contas a pagar vinculadas à concessão	(110.385)	-4,6%	(115.736)
Outras contas a pagar	(131.259)	-187,8%	149.450
Provisões para litígios quitadas	(345.138)	-7,4%	(372.838)
	(518.406)	-206,5%	486.682

CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS**5.202.716 -2,9% 5.360.703**

Imposto de renda e contribuição social pagos	(219.219)	-25,6%	(294.676)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(471.276)	-9,6%	(521.134)
Encargos de debêntures pagos	(1.089.013)	-3,4%	(1.127.607)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	(33.292)	37,1%	(24.284)

**CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE****3.389.916 -0,1% 3.393.002**

CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	3.620	-97,1%	125.474
--	-------	--------	---------

CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS**3.393.536 -3,6% 3.518.476**

Atividades de Investimento - O aumento no caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento comparado ao exercício social encerrado em 2023 se deve, sobretudo, ao pagamento do Bônus de outorga para renovação das concessões das usinas “FDA”, “Segredo” e “Salto Caxias”, parcialmente compensado pelo recebimento da venda da UEGA e Compagas proveniente de operações descontinuadas, conforme demonstrado abaixo.

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Aplicações financeiras	(32.939)	-25,2%	(44.061)
Aquisições de ativos de contrato	(2.174.902)	10,2%	(1.973.215)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	—	-100,0%	(911.450)
Alienação de investimentos - adiantamento	47.066	-19,0%	58.132
Aportes em investimentos	—	-100,0%	(10.780)
Redução de capital em investidas	37.129	—	—
Aquisições de imobilizado	(137.635)	-32,8%	(204.805)
Alienações de imobilizado	11.440	—	—
Aquisições de intangível	(4.098.286)	30511,6%	(13.388)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	(6.348.127)	104,8%	(3.099.567)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	608.713	-1813,5%	(35.524)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	(5.739.414)	83,1%	(3.135.091)

Atividades de Financiamento - A redução do caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento da Companhia comparado ao exercício social encerrado em 2023 se deve, principalmente, ao aumento de capital social em decorrência da oferta primária de ações recebido em 2023, não recorrente em 2024.

	31.12.2024	Análise horizontal 2024-2023	31.12.2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Ingressos de empréstimos e financiamentos	5.051	-88,9%	45.325
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	(1.693)	-75,4%	(6.886)
Ingressos de debêntures emitidas	3.920.000	35,2%	2.900.000
Custos de transação na emissão de debêntures	(60.623)	-0,1%	(60.677)
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(261.753)	0,3%	(260.971)
Amortizações de principal de debêntures	(1.079.912)	-9,5%	(1.193.910)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	(70.949)	2,4%	(69.293)
Aumento de capital	—	-100,0%	2.031.619
Custos de transação no aumento de capital	—	-100,0%	(14.941)
Recompra de ações próprias	(50.044)	—	—
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(1.586.565)	111,4%	(750.371)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	813.512	-68,9%	2.619.895
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	(9.656)	-112,6%	76.677
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	803.856	-70,2%	2.696.572

(a) Mudanças nas práticas contábeis que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos campos 2.1 e 2.2

Não foram registradas mudanças nas práticas contábeis da Companhia que tenham resultado em efeitos significativos sobre as informações previstas nos itens 2.1 e 2.2 deste Formulário de Referência no último exercício social e no exercício social corrente.

(b) Opiniões modificadas e ênfases presentes no relatório do auditor.

Os relatórios dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 foram emitidos sem opiniões modificadas e ênfases.

(a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Não houve introdução de segmento operacional no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. Em 16.09.2024 foi alienado o segmento operacional de “Gás”, que tinha como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado. O segmento foi descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Compagas. O detalhamento desse processo está descrito na letra “b” deste item 2.4.

(b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

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

UEG Araucária S.A. (UEGA)

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

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

Companhia Paranaense de Gás – Compagas

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

Ativos de Geração de Pequeno Porte

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

	Potência Outorgada	Garantia Física
	(MW)	(MW médios)
CGH Pitangui	0,87	0,09
CGH Chopim I	1,98	1,48
CGH Marumbi	4,80	2,40
CGH Melissa	1,00	0,64
CGH Salto do Vau	0,94	0,57
EOL Palmas	2,50	0,40
PCH Apucarantina	10,00	6,71
PCH Cavernoso	1,30	0,96
PCH Cavernoso II	19,01	10,56
PCH Chaminé	18,00	11,60
PCH São Jorge	2,30	1,54
UHE Guaricana	36,00	16,10
UTE Figueira	20,00	17,70
	118,7	70,75

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

Descruzamento de Ativos

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

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

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

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

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

Venda da Carbocampel

Em 18.12.2023 a Copel assinou o Contrato de Compra e Venda de Ações (CCVA) com a Paranafer Participações Ltda. para alienação da sua participação societária na Carbocampel S.A. Em 24.05.2024 foi concluída a operação, com a transferência das ações para a compradora pelo valor de R\$ 2.066.

(c) Eventos ou operações não usuais

Os principais eventos e operações não usuais relevantes no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, foram:

1. Alienação de participação societária da UEGA e Compagas, alienação de Ativos de Pequeno Porte e Descruzamento de ativos com Eletrobras, já detalhados na letra “b” deste item 2.4 do Formulário de Referência;
2. Renovação das concessões das UHEs GBM, GNB e GJR:

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

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

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

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

3. Emissão de Debêntures, já detalhados na letra “f(i)” do item 2.1 do Formulário de Referência.
4. Venda de ativos da Copel GeT:

Em setembro de 2024 o Conselho de Administração da Copel GeT aprovou a proposta para alienação de imóveis inservíveis à concessão da Copel GeT e da F.D.A, denominado “Projeto Paraná”. A operação, concluída com a assinatura dos contratos de compra e venda, foi realizada em dois blocos: venda de terrenos e edificações localizados em Curitiba e venda de imóveis localizados próximos de usinas hidrelétricas no interior do Estado do Paraná. O valor total da operação comercial de venda dos ativos foi de R\$ 286.000, dos quais R\$ 11.440 foram recebidos em 2024, e o saldo, acrescido de juros e correção monetária, será recebido em até 10 anos, podendo ser antecipado tendo em vista a prioridade das vendedoras na geração de caixa dos empreendimentos, conforme previsto em contrato. O saldo a receber está garantido pela alienação fiduciária dos respectivos imóveis. O montante de R\$ 264.434 referente ao ganho decorrente deste processo de alienação foi registrado no resultado do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(a) **informar o valor das medições não contábeis**

i. EBIT, EBITDA e Margem EBITDA

O EBIT (sigla em inglês para LAJIR – Lucro antes dos Juros e Impostos sobre a Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) é uma medição que consiste no lucro líquido das operações continuadas ajustado pela despesa de imposto de renda e contribuição social corrente e diferida e pelo resultado financeiro líquido, conciliada com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

O EBITDA (sigla em inglês para LAJIDA – Lucro antes dos Juros, Impostos sobre Renda incluindo Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, Depreciação e Amortização) é uma medição não contábil que consiste no EBIT ajustado pelas despesas com depreciação e amortização, conciliada com as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

O EBIT e o EBITDA não são medidas reconhecidas pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil nem pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”), não possuem significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas de títulos semelhantes divulgadas por outras companhias. Além disso, não devem ser considerados isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, nem como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida. A Companhia utiliza o EBIT e o EBITDA como indicadores de performance para efeito gerencial.

A tabela abaixo apresenta o EBITDA, o EBIT e a Margem EBITDA (calculada pela divisão do EBITDA pela Receita Operacional Líquida):

(Reais Mil)	Exercício social	Exercício social
	31/12/2024	31/12/2023
EBITDA EBIT + Depreciação e Amortização	5.529.726	5.076.754
EBIT Resultado das Atividades (incluindo resultado de equivalência patrimonial)	4.064.248	3.694.714
MARGEM EBITDA EBITDA/ROL	24,41%	23,64%

Considerando que a Companhia é uma empresa integrada que atua em diversos segmentos, para uma melhor análise e acompanhamento do desempenho econômico operacional, a tabela abaixo apresenta o EBITDA por segmento de atuação da Companhia:

EBITDA	Geração	Transmissão	Distribuição	Comercialização	Gas	Holding e Serviços	Reclassificações operações descontinuadas	Consolidado
Exercício social 31/12/2024	1.964.909	1.129.454	2.574.517	16.652	85.759	(183.003)	(58.562)	5.529.726
Exercício social 31/12/2023	2.666.796	921.991	1.623.892	110.620	205.274	(206.353)	(245.466)	5.076.754

ii. Dívida Líquida Ajustada

A Companhia também utiliza a Dívida Líquida Ajustada como medição não contábil, que equivale ao total da Dívida (empréstimos e financiamentos + debêntures) deduzidas as Disponibilidades (caixa e equivalentes de caixa somado aos títulos e valores mobiliários que representam garantias de contratos de dívidas). A Dívida Líquida Ajustada não é uma medida de desempenho financeiro, liquidez ou endividamento reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP) nem pelo IFRS, emitidas pelo IASB, e não possuem um significado padrão. Neste sentido, outras empresas podem calcular a Dívida Líquida de maneira diferente da utilizada pela Companhia.

A tabela abaixo apresenta a Dívida Líquida Ajustada com os valores das demonstrações financeiras consolidadas:

(Reais Mil)	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Dívida Líquida Ajustada	13.157.422	8.922.358

iii. EBITDA Ajustado e Margem do EBITDA Ajustado

O EBITDA Ajustado não é uma medida de desempenho financeiro elaborada segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil, nem pelas normas do IFRS, emitidas pelo IASB, e tampouco devem ser considerados como alternativas ao lucro (ou prejuízo) líquido, indicadores do desempenho operacional, alternativas aos fluxos de caixa ou como indicadores de liquidez.

O EBITDA Ajustado é calculado pela Companhia a partir do EBITDA, sem considerar as despesas não desembolsáveis, o reflexo de caixa (depreciação e amortização), os eventos exclusivos e não recorrente que podem afetar as receitas ou despesas operacionais, a equivalência patrimonial e ajustado para considerar a receita regulatória das Transmissoras.

A Margem do EBITDA Ajustado é calculada pela divisão do EBITDA Ajustado pela Receita Operacional Líquida.

A tabela abaixo apresenta o EBITDA Ajustado e a Margem do EBITDA Ajustado para o período dos últimos doze meses findo em 31 de dezembro de 2024 e, para fins comparativos, em 31 de dezembro de 2023:

EBITDA (R\$ mil)	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Ebitda Ajustado	5.105.936	5.464.160
Receita Operacional Líquida	22.651.036	21.479.468
Margem Ebitda Ajustado	22,5%	25,4%

iv. EBITDA Ajustado para fins de *covenants*

O EBITDA Ajustado para fins de *covenants* é uma medida não contábil utilizada para calcular a alavancagem e seu atendimento aos limites estabelecidos nos *covenants* previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas.

A tabela abaixo apresenta o EBITDA Ajustado para fins de *covenants* para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e, para fins comparativos, 2023:

EBITDA ajustado para fins de covenants R\$ Mil	Exercício Social 31/12/2024	Exercício Social 31/12/2023
Ebitda ajustado para fins de covenants	5.101.914	4.591.252

v. Dívida Líquida para fins de covenants e Índice de Alavancagem

A Dívida Líquida para fins de covenants é uma medida não contábil calculada pela Companhia. Para atendimento dos covenants previstos nos instrumentos de dívida da Companhia e suas controladas, a Companhia utiliza a Dívida Líquida, ajustada pela exclusão dos Títulos e Valores Mobiliários, com exceção das garantias prestadas no âmbito dos referidos instrumentos de dívida.

O índice de alavancagem da Companhia é calculado pela divisão da Dívida Líquida para fins de covenants pelo EBITDA Ajustado para fins de covenants.

A tabela abaixo apresenta o índice de alavancagem da Companhia, calculado pela divisão da Dívida Líquida para fins de covenants pelo EBITDA Ajustado para fins de covenants, para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e, para fins comparativos, 2023:

Consolidado	Exercício Social 31/12/2024	Exercício Social 31/12/2023
Dívida Líquida para fins de covenants	13.157.426	8.922.358
Ebitda ajustado para fins de covenants	5.101.914	4.591.252
Dívida Líquida para fins de covenants/Ebitda ajustado para fins de covenants	2,58	1,94

(b) fazer as conciliações entre os valores divulgados e os valores das demonstrações financeiras auditadas

i. EBIT, EBITDA e Margem do EBITDA

A tabela abaixo apresenta a conciliação do EBIT, do EBITDA e da Margem EBITDA com os valores das demonstrações financeiras consolidadas:

Cálculo do EBITDA (lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização)	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro líquido do exercício	2.799.370	2.327.168
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	(491.571)	(191.501)
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade	2.307.799	2.135.667
(+) IRPJ e CSLL	599.435	354.057
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	1.157.014	1.204.990
EBIT	4.064.248	3.694.714
(+) Depreciação e amortização	1.465.478	1.382.040
EBITDA	5.529.726	5.076.754
Receita Operacional Líquida - ROL	22.651.036	21.479.468
Margem EBITDA	24,41%	23,64%

Para uma melhor compreensão do setor, em linha com as informações apresentadas no item anterior, a tabela a seguir apresenta a conciliação do EBITDA por segmento de atuação da Companhia:

Geração R\$ mil	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro Líquido	474.102	1.137.386
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	(12.004)	—

Imposto de Renda e Contribuição Social	197.338	228.373
Resultado Financeiro	484.215	457.557
EBIT	1.143.651	1.823.316
Depreciação e Amortização	821.258	843.480
EBITDA	1.964.909	2.666.796
Transmissão R\$ mil	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro Líquido	807.352	629.961
Imposto de Renda e Contribuição Social	93.925	(1.779)
Resultado Financeiro	211.108	277.602
EBIT	1.112.385	905.784
Depreciação e Amortização	17.069	16.207
EBITDA	1.129.454	921.991
Distribuição R\$ mil	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro Líquido	1.134.022	569.121
Imposto de Renda e Contribuição Social	322.349	58.368
Resultado Financeiro	525.920	475.102
EBIT	1.982.291	1.102.591
Depreciação e Amortização	592.226	521.301
EBITDA	2.574.517	1.623.892
Comercialização R\$ mil	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro Líquido	44.084	105.550
Imposto de Renda e Contribuição Social	11.310	40.928
Resultado Financeiro	(40.488)	(37.861)
EBIT	14.906	108.617
Depreciação e Amortização	1.746	2.003
EBITDA	16.652	110.620
Gas R\$ mil	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro Líquido	30.705	111.619
Imposto de Renda e Contribuição Social	17.301	40.750
Resultado Financeiro	10.607	11.757
EBIT	58.613	164.126
Depreciação e Amortização	27.146	41.148
EBITDA	85.759	205.274
Holding e Serviços	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro Líquido	309.105	(226.468)
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	(458.342)	—
Imposto de Renda e Contribuição Social	(16.257)	(4.962)
Resultado Financeiro	(23.542)	20.377
EBIT	(189.036)	(211.053)
Depreciação e Amortização	6.033	4.700
EBITDA	(183.003)	(206.353)
Reclassificações operações descontinuadas	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Lucro Líquido	—	—
(-) Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas	(21.225)	(191.501)
Imposto de Renda e Contribuição Social	(26.531)	(7.621)
Resultado Financeiro	(10.806)	455
EBIT	(58.562)	(198.667)
Depreciação e Amortização	—	(46.799)
EBITDA	(58.562)	(245.466)

ii. Dívida Líquida Ajustada

A tabela abaixo apresenta a conciliação da Dívida Líquida com os valores das demonstrações financeiras consolidadas:

(Reais Mil)	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
Empréstimos e Financiamentos (circulante e não circulante) ^(a)	5.126.470	5.343.217
Debêntures (circulante e não circulante)	12.627.365	9.619.106
Dívida Bruta	17.753.835	14.962.323
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(4.161.939)	(5.634.623)
(-) Títulos e valores mobiliários - garantias de contratos de dívidas	(434.474)	(405.342)
(-) Disponibilidades	(4.596.413)	(6.039.965)
Dívida Líquida (Dívida Bruta - Disponibilidades)	13.157.422	8.922.358

(a) Contempla os saldos empréstimos e financiamentos que foram reclassificados para Passivos classificados como mantidos para venda

iii. EBITDA Ajustado e Margem do EBITDA Ajustado

A tabela abaixo apresenta a conciliação do EBITDA Ajustado para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e, para fins comparativos, 2023, com o objetivo de torná-lo melhor comparável entre os períodos no sentido de apresentar o resultado recorrente da Companhia:

Consolidado (R\$ mil)	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
EBITDA	5.529.726	5.076.756
(-/+ Valor justo da compra e venda de energia	36.605	(5.046)
(-/+ Provisão (reversão) de <i>impairment</i> de ativos	84.232	(177.693)
(-/+ Provisão/Reversão indenização PDV	18.388	610.057
(-/+ Alienação de ativos	(264.434)	—
(-/+ Indenização abono terço adicional de férias	—	138.173
(-/+ Provisões para Litígios	—	51.119
(-/+ Ebitda Ajustado Op. Descontinuadas Compagas e UEGA	58.559	136.976
Ajustes não recorrentes	(66.650)	753.586
(-/+ Equivalência Patrimonial	(281.202)	(307.809)
(-/+ VNR	(82.424)	(62.167)
(-/+ Diferença Receita Transmissão Societária/Regulatória	6.486	3.794
EBITDA AJUSTADO	5.105.936	5.464.160
Receita Operacional Líquida	22.651.036	21.479.468
Margem Ebitda Ajustado	22,5%	25,4%

* PDV: Programa de Demissão Voluntária

VNR: Valor Novo de Reposição (ajuste a valor presente do ativo indenizável da Copel Distribuição)

iv. EBITDA Ajustado para fins de *covenants*

A tabela abaixo apresenta a conciliação do EBITDA Ajustado para fins de *covenants* para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2024 e, para fins comparativos, 2023, com o objetivo de adequá-lo aos termos e condições previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas:

EBITDA ajustado para fins de covenants R\$ Mil	Exercício social 31/12/2024	Exercício social 31/12/2023
EBITDA	5.529.726	5.076.754
(+/-) Perdas (lucros) resultantes de equiv. patrimonial	(281.202)	(307.809)
(+/-) Outras Receitas/Despesas extraordinárias, não recorrentes, não operacionais e efeitos não caixa	(146.619)	(177.693)
Ebitda Ajustado para fins de covenant	5.101.915	4.591.252

v. Dívida Líquida para fins de covenants e Índice de Alavancagem

A tabela abaixo apresenta a conciliação da Dívida Líquida para fins de covenants em 31 de dezembro de 2024 e, para fins comparativos, 2023:

Consolidado (R\$ Mil)	31/12/2024	31/12/2023
Empréstimos e Financiamentos ¹	5.126.471	5.343.217
Debêntures ²	12.627.365	9.619.106
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa ³	(4.161.936)	(5.634.623)
(-) Títulos e Valores Mobiliários (circulante) ⁴	(95)	(93)
(-) Títulos e Val. Mobiliários - Disponíveis para Venda e mantidos para Negociação (não circulante) ⁵	(434.378)	(405.249)
Dívida Líquida para fins de Covenants	13.157.426	8.922.358

¹ Recursos financeiros obtidos de capital de terceiros.

² Recursos financeiros obtidos de capital de terceiros a partir de emissão de debêntures da Companhia.

³ Numerários em espécie, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo com alta liquidez, que possam ser resgatadas no prazo de até 90 dias da data de contratação. Essas aplicações financeiras estão demonstradas ao custo, acrescido dos rendimentos líquidos de imposto de renda auferidos até a data de encerramento do período e com risco insignificante de mudança de valor.

⁴ Títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis e com prazo de até 12 meses.

⁵ Títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis e com prazo superior a 12 meses, vinculados a empréstimos e financiamentos

(c) explicar o motivo pelo qual entende que tal medição é mais apropriada para a correta compreensão da sua condição financeira e do resultado de suas operações

A Companhia divulga o EBIT e o EBITDA observando as disposições da Resolução CVM 156.

O EBIT é utilizado pela Administração para analisar o lucro operacional, ou entender a capacidade da Companhia em gerar lucros a partir de suas operações, excluindo fatores externos, como pagamento de juros e impostos.

O EBITDA é utilizado pela Administração para medir o desempenho econômico operacional e a capacidade de satisfazer as obrigações e levantar recursos para investimentos e capital de giro, pois representa o potencial de fluxo de caixa operacional da Companhia.

A Margem EBITDA é utilizada pela Administração para medir a capacidade da Companhia de transformar a receita líquida em fluxo de caixa operacional potencial.

O EBTIDA Ajustado é utilizado pela Companhia para avaliar a capacidade operacional em gerar caixa, sem considerar as despesas não desembolsáveis e sem reflexo de caixa (depreciação e amortização), o resultado financeiro, os efeitos dos tributos e os eventos exclusivos que podem afetar as receitas ou despesas operacionais.

O EBTIDA Ajustado para fins de covenants é uma medida não contábil utilizada para calcular a alavancagem e seu atendimento aos limites estabelecidos nos covenants previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas.

A Companhia entende que a medição da Dívida Líquida é a melhor forma de quantificar a dimensão de sua dívida na medida em que subtrai da Dívida o total de caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras restritas.

A Dívida Líquida para fins de *covenants* é uma medida não contábil utilizada pela Administração para atendimento dos *covenants* previstos nos instrumentos de dívida da Companhia e suas controladas.

O Índice de Alavancagem é calculado pela divisão da Dívida Líquida para fins de *covenants* pelo EBITDA Ajustado para fins de *covenants*, e serve como parâmetro de cálculo para fins da distribuição de dividendos da Companhia e para calcular a alavancagem da Companhia e seu atendimento aos limites estabelecidos nos *covenants* previstos nas escrituras de emissão de debêntures da Companhia e suas controladas.

As medidas não contábeis divulgadas neste Formulário de Referência representam informações adicionais às demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, e não devem ser utilizados em substituição aos resultados reais, aos fluxos de caixa ou a posição patrimonial e financeira da Companhia. Estes indicadores não compreendem medidas reconhecidas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil nem pelas IFRS, não possuem um significado padrão e podem não ser comparáveis a medidas com títulos semelhantes apresentados por outras companhias.

Desinvestimento Consórcio Baixo Iguaçu

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

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

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

Descrição	2024
a. Regras sobre retenção de lucros	Conforme disposto no estatuto da Companhia, ao fim de cada exercício social, a Diretoria elabora as demonstrações financeiras previstas em lei, observando-se, quanto aos resultados, as seguintes regras: (i) do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda; (ii) do lucro do exercício, 5% serão aplicados na constituição de reserva legal, que não excederá 20% do capital social; (iii) a Companhia poderá registrar como reserva os juros sobre investimentos, realizados mediante a utilização de capital próprio, nas obras em andamento; e (iv) outras reservas poderão ser constituídas pela Companhia, na forma e limites legais.
a.i. Valores das retenções de lucros	Reserva legal: R\$ 140.481.532,40 Reserva de retenção de lucros: R\$ 1.059.836.046,01
a.ii. Percentuais em relação aos lucros totais declarados	Reserva legal: 5% Reserva de retenção de lucros: 37,72%
b. Regras sobre distribuição de dividendos.	Nos termos do Estatuto Social da Companhia, os acionistas terão direito, em cada exercício, a receber dividendos e/ou juros sobre o capital próprio ("JCP"), que não poderão ser inferiores a 25% do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei das S.A. Com base nos lucros retidos, nas reservas de lucros e no lucro líquido do exercício em curso, registrados em demonstrações contábeis intermediárias semestrais ou trimestrais, o Conselho de Administração, poderá deliberar a distribuição de dividendos intermediários, dividendos intercalares ou pagamento de juros sobre o capital próprio, desde que em conformidade com a Política de Dividendos da Companhia ("<u>Política de Dividendos</u>") e sem prejuízo da posterior ratificação da Assembleia Geral. Os dividendos intermediários, intercalares e os juros sobre capital próprio distribuídos serão imputados ao dividendo obrigatório referente ao exercício social em que forem declarados, observada a legislação aplicável. O dividendo não será obrigatório no exercício social em que o Conselho de Administração informar à Assembleia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia. Os lucros que deixarem de ser distribuídos serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da Companhia. Quando da distribuição de juros sobre capital próprio, o percentual de 25% de dividendo mínimo obrigatório será considerado atingido em relação ao montante distribuído líquido de tributos, nos termos da legislação aplicável. Abaixo seguem as diretrizes para distribuição de dividendos definidas na Política de Dividendos da Copel: 1. A Assembleia Geral da Companhia deliberará sobre a destinação do lucro líquido do exercício, se existente, e a distribuição de Dividendos/JCP, de acordo com a proposta apresentada pelos órgãos da administração da Companhia, a qual deverá ser elaborada nos termos da legislação e normas relacionadas, sempre observando os seguintes parâmetros: a) Dividendo Obrigatório; b) Índice de Alavancagem Financeira (Dívida Líquida/EBITDA); c) Fluxo de Caixa Disponível (Caixa gerado pelas atividades Operacionais, deduzido do caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento) e; d) No mínimo dois eventos de pagamentos anuais.

	2. A decisão de distribuição de Dividendos/JCP, além dos resultados e condições financeiras da Companhia, também deverá considerar perspectivas futuras dos mercados de atuação, estratégias de investimento, <i>covenants</i> financeiros e outros fatores considerados relevantes. 3. Os acionistas detentores de ações preferenciais classe "A" e da classe "B" terão direito aos Dividendos Prioritários estabelecidos no Estatuto Social da Copel, os quais serão imputados ao Dividendo Obrigatório, conforme critérios estabelecidos no artigo 5º, parágrafo 7º do Estatuto Social da Companhia. 4. Conforme artigo 111, parágrafo 1º da Lei das Sociedades por Ações e o Estatuto Social da Copel, as ações preferenciais adquirirão direito de voto se o pagamento do dividendo a que elas fazem jus não for realizado por três anos consecutivos. 5. Terão direito ao recebimento de Dividendos/JCP os acionistas que estiverem inscritos como proprietários ou usufrutuários da ação na data definida no ato de declaração dos Dividendos/JCP, nos termos do item 8 (Critérios para Definição da "Data com Dividendos/JCP") da Política de Dividendos. 6. No dia seguinte à data de direito definida no ato de declaração dos Dividendos/JCP, a ação será considerada ex-Dividendos/JCP, observados os procedimentos operacionais da central depositária de ativos na qual as ações da Companhia estejam depositadas. 7. Em caso de distribuição de JCP, apenas o montante líquido dos tributos será considerado para fins do cálculo dos Dividendos Prioritários e do Dividendo Obrigatório. 8. A distribuição de proventos aos acionistas da Copel poderá ocorrer também na forma de bonificação em ações, sendo que, nesse caso deverá ser distribuída proporcionalmente ao número de ações que o acionista possui, de acordo com cada espécie de ação. 9. Os Dividendos/JCP serão prescritos no prazo de 3 anos contados da data em que foram colocados à disposição do acionista, conforme artigo 287 da Lei das Sociedades por Ações. <u>Parâmetros para Distribuição de Dividendos Regulares</u> O cálculo dos Dividendos Regulares será baseado no Lucro Líquido Ajustado, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, de acordo com parâmetros financeiros definidos no final de cada exercício social, conforme o seguinte critério: a) Índice de Alavancagem Financeira entre 1,5x e 2,7x = 50% do Lucro Líquido Ajustado; b) Índice de Alavancagem Financeira abaixo de 1,5x = 65% do Lucro Líquido Ajustado; e c) Índice de Alavancagem Financeira acima de 2,7x = 25% do Lucro Líquido Ajustado (Mínimo Obrigatório). Com o objetivo de preservar a capacidade de investimentos sustentáveis da Companhia, os valores calculados acima, exceto o dividendo mínimo obrigatório, estarão limitados ao valor do Fluxo de Caixa Disponível do mesmo exercício social, equivalente ao caixa gerado pelas atividades operacionais, deduzido do caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento.
--	---

	<u>Forma de cálculos dos dividendos fixos ou mínimos:</u> As ações preferenciais classe "A" e classe "B" fazem jus a dividendos anuais mínimos não cumulativos pelo menos 10,0% maiores que os dividendos por ação pagos às ações ordinárias. As ações preferenciais classe "A" têm prioridade para recebimento de dividendos sobre as ações preferenciais classe "B", e as ações preferenciais classe "B" têm prioridade sobre as ações ordinárias. Na medida em que haja recursos disponíveis para tanto, os dividendos devem ser pagos na seguinte ordem: 1. Primeiro, os portadores de ações preferenciais classe "A" têm direito de receber dividendos mínimos iguais a 10,0% do capital acionário total representado pelas ações preferenciais classe "A" existentes ao final do exercício fiscal em relação ao qual os dividendos estão sendo declarados e que será imputado ao Dividendo Obrigatório; 2. Segundo, na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos após todos os montantes alocados às ações preferenciais classe "A" terem sido pagos, os portadores de ações preferenciais classe "B" têm direito de receber dividendos mínimos por ação iguais (1) à Distribuição Obrigatória dividida pelo (2) número total de ações preferenciais classe "B" existente ao final do exercício fiscal em relação ao qual os dividendos estão sendo declarados; e 3. Terceiro, na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos após todos os montantes alocados às ações classe A e às ações preferenciais classe "B" terem sido pagos, os portadores de ações ordinárias têm direito de receber uma importância por ação igual (1) à Distribuição Obrigatória dividida pelo (2) número total de ações ordinárias existente ao final do exercício em relação ao qual os dividendos tenham sido declarados, desde que os portadores de ações preferenciais classe "A" e classe "B" recebam dividendos pelo menos 10,0% maiores que os dividendos por ação pagos aos portadores de ações ordinárias.
c. Periodicidade das distribuições de dividendo	Como regra geral, os acionistas da Companhia terão direito de receber dividendos anualmente, conforme deliberado pela Assembleia Geral. Com base nos lucros retidos, nas reservas de lucros e no lucro líquido do exercício em curso, registrados em demonstrações contábeis intermediárias semestrais ou trimestrais, o Conselho de Administração, poderá deliberar a distribuição de dividendos intermediários, dividendos intercalares ou pagamento de juros sobre o capital próprio, desde que em conformidade com a política de dividendos e sem prejuízo da posterior ratificação da Assembleia Geral.
d. Eventuais restrições à distribuição de dividendos impostas por legislação ou por regulamentação especial aplicável à Companhia, por contratos, decisões judiciais, administrativas ou arbitrais	Existem restrições nos financiamentos e nas debêntures pertinentes a distribuição de dividendos, quando inadimplentes as obrigações contidas nestes instrumentos. Da mesma forma, existem restrições normativas setoriais a distribuição, quando determinados indicadores não são cumpridos.
e. Se o emissor possui uma política de destinação de resultados formalmente aprovada, informando órgão responsável pela aprovação, data de aprovação e, caso o emissor divulgue a política, locais da rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado.	A Companhia possui uma Política de Dividendos, que tem como finalidade estabelecer as diretrizes para a distribuição de proventos por meio de dividendos e/ou juros sobre capital próprio aos acionistas da Companhia, a qual foi aprovada pelo Conselho de Administração em 14 de novembro de 2023 e encontra-se disponível no website de Relações com Investidores da Companhia (ri.copel.com) e no site da CVM (https://www.gov.br/cvm/pt-br).

(a) os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

(i) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido, indicando respectivos passivos

Não há carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a Companhia não tenha retido nem transferido substancialmente os riscos e benefícios da propriedade do ativo transferido não evidenciadas nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(ii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

A Companhia possui compromissos firmados em contratos de compra, venda e transporte de energia, conforme informado nas notas explicativas nº(s) 32.2.10 e 34 das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Tais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não foram incorridos e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(iii) contratos de construção não terminada

A Companhia possui compromissos firmados para aquisição de ativos para obras no segmento de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, conforme informado na nota explicativa nº 34 das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

Tais compromissos relacionados a contratos de longo prazo ainda não foram incorridos e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não há contratos de recebimentos futuros de financiamentos não evidenciados nos balanços patrimoniais da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(b) outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não há outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024.

(a) como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras da Companhia

Conforme informado no item 2.8 deste Formulário de Referência, a Companhia possui compromissos relacionados a contratos de longo prazo que ainda não foram incorridos e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024. Em razão de tais compromissos, o resultado operacional da Companhia será impactado pelo registro de receita de venda de energia e dos custos de compra e transporte de energia, quando tais receitas e custos forem efetivamente realizados em cumprimento aos referidos contratos. Para as obras do segmento de geração, transmissão e distribuição, o impacto mais relevante deve ocorrer no ativo de contrato e ativo imobilizado, na medida em que as aquisições de ativo sejam efetivamente realizadas e, posteriormente, no resultado, em decorrência da depreciação e amortização do ativo.

(b) natureza e propósito da operação

Os contratos de compra, venda e transporte de energia são firmados para atendimento às demandas da operação da Companhia nos segmentos de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Os contratos de aquisição de ativos são firmados para atendimento às demandas de investimentos nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

(c) natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

O quadro abaixo apresenta o montante das obrigações assumidas que não estão evidenciadas nas demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 pelos motivos já expostos anteriormente:

Em R\$ mil	31.12.2024
Contratos de compra e transporte de energia	102.761.072
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	2.435.097
Melhorias nas instalações de Transmissão	310.665
Modernização da UHE GPS	215.573
Aquisição de ativo imobilizado e melhoria nas usinas eólicas	25.673

Adicionalmente, em 31 de dezembro de 2024 a Companhia também possui contratos de venda de energia elétrica que totalizam R\$ 6.324.149 mil em valores nominais.

(a) Investimentos, incluindo:

(i) descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Geração:

No segmento de geração de energia elétrica, destaca-se:

- Usina Hidrelétrica Governador José Richa (GJR): concluída a modernização dos reguladores eletrônicos de velocidade e tensão das quatro unidades geradoras. Com um investimento de R\$ R\$10,4 milhões, o projeto foi iniciado em 2020 com execução concluída em 2022. Esse projeto viabilizou a atualização tecnológica dos equipamentos e o consequente aumento da confiabilidade operacional da usina, maximizando disponibilidade e segurança do Sistema Interligado Nacional - SIN. Também foi concluída a modernização das proteções principal e alternada das quatro unidades geradoras. Com um investimento aproximado de R\$ 4,1 milhões, o projeto foi iniciado em 2022 com execução concluída em 2024, incluindo a finalização de pendências. Esse projeto viabilizou a atualização tecnológica dos equipamentos e o consequente aumento da confiabilidade operacional da usina, maximizando disponibilidade e segurança do Sistema Interligado Nacional - SIN. Outro ponto importante foi a conclusão da modernização do sistema digital de supervisão e controle - nível 2. Com um investimento aproximado de R\$ 6,9 milhões, o projeto foi iniciado em 2022 com execução concluída em 2024, incluindo a finalização de pendências. Esse projeto viabilizou a atualização tecnológica dos equipamentos e o consequente aumento da confiabilidade operacional da usina, maximizando disponibilidade e segurança do Sistema Interligado Nacional - SIN. Em 2024 foram investidos de R\$ 0,1 milhões.
- Renovação das Concessões das usinas GBM, GNB e GJR: em 24 de novembro de 2022 foi sancionada a Lei Estadual nº 21.272, que autoriza o Estado do Paraná a realizar oferta pública de distribuição secundária de ações e/ou units, transformando a Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador (Corporação). Em decorrência dessa autorização legal, o CAD da Copel, aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das concessões das usinas hidrelétricas GBM, GNB e GJR e avaliar alternativas de captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. A transformação da Copel em uma companhia de capital disperso e sem acionista controlador, ocorrida em 11 de agosto de 2023 possibilitou, nos termos da Lei nº 9.074/1995, a manutenção de 100% de participação da Companhia nas respectivas usinas. Em 2024, no dia 18 de novembro, na sede da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em Brasília, a Copel renovou as concessões das usinas hidrelétricas de Foz da Areia, Segredo e Salto Caxias por mais 30 anos. O valor a ser pago pela Copel pela outorga conjunta das três usinas, que são as maiores da companhia, foi de R\$ 4,1 bilhões. Somadas, as três hidrelétricas representam 64% da capacidade instalada de geração de energia elétrica da Copel. Com a assinatura, a companhia garante a perenidade do negócio e a sustentabilidade na geração de energia. Os contratos das UHEs GNB e GJR se encerrariam nos próximos oito anos, mas também tiveram as concessões renovadas antecipadamente, dando previsibilidade à geração de energia à Companhia.

- Modernização da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (GBM): a segunda fase da modernização iniciada em 2015 foi concluída em agosto de 2021, com a entrega à operação comercial da última unidade geradora. Foram modernizadas as quatro turbinas de 436 MW e substituídos os reguladores de velocidade e de tensão. Com os incrementos, obteve-se uma turbina com rendimento superior e reduzindo o custo de manutenção. Os cronogramas de obras e financeiro foram atendidos conforme previstos em prazo, orçamento e qualidade. Essa etapa da modernização absorveu em torno de R\$ 150 milhões em investimento. Em 2024 foram investidos R\$ 7,3 milhões em reforços e melhorias, ação que proporciona aumento de confiabilidade e a segurança operacional para a planta, destacando-se as seguintes aquisições : doze novos radiadores para os geradores (~ R\$ 3 milhões), viga de içamento da comporta de manutenção da Tomada d'água (~ R\$ 1 milhão), aquisição de transformadores de excitação reservas (~ R\$ 0,9 milhão), instalação de dois novos compressores para o sistema de ar de rebaixamento (~ R\$ 0,8 milhão) e adequação da tubulação do sistema de resfriamento dos labirintos da turbina (~ R\$ 0,9 milhão).
- Modernização da UHE Governado Pedro Viriato de Souza (UHE GPS): localizada em Antonina, com seu reservatório, do Capivari, situado em Campina Grande do Sul. O Contrato para modernização foi assinado em 30 de setembro de 2024 com as empresas ANDRITZ HYDRO LTDA. E ANDRITZ CONSTRUÇÕES E MONTAGENS LTDA., no valor de R\$ 216,7 milhões. O objeto é a modernização das 4 Unidades Geradoras (UGs), Pontes Rolantes, componentes da Tomada D'água e Barragem e entrega de uma Grupo Auxiliar Unidade Geradora 800kVA. Em 2024 foram investidos R\$ 0,8 milhão.
- Programa MIR (Melhorias de Instalações no Rio Grande do Norte): engloba sete projetos nas SPEs localizadas no Rio Grande do Norte, com CAPEX de R\$ 65.343.254,08. As melhorias visam atender as condições de operação dos parques existentes e cumprimento a determinações a órgãos reguladores como IPHAN, DNIT e ONS. Destaque para os projetos Implantação de aerogerador no Complexo Brisa Potigua e Implantação de Filtros Harmônicos na Subestação Cutia. Em 2024, no projeto de implantação do aerogerador, foi obtida a licença ambiental para execução das obras e a fornecedora chinesa Mingyang concluiu a fabricação dos equipamentos. O valor investido no ano de 2024 no Programa MIR foi de R\$ 24 milhões.
- Projetos Geração Distribuída PR: o GT-030/2022 estruturou oportunidades de negócio aproveitando as desonerações tributárias promovidas pela Lei 14300/2022. Foram estudados treze projetos, viabilizando-se 3 deles, UFV Sarandi (SDI), UFV Santo Antônio da Platina (SAP) e UFV Segredo, com CAPEX estimado de R\$ 90.000.000,00. Foram aportadas as garantias para os 3 projetos junto a Distribuidora (COPEL-D). As três usinas entraram em operação em 2024, a última delas em 28/05/2024. Segundo o TEP o CAPEX da Linha de Base foi de R\$ 87.440.010,00 e o CAPEX Término Projeto R\$ 77.561.400,00. Em 2024 foram investidos R\$ 41 milhões.

Transmissão:

Os destaques no segmento de transmissão de energia elétrica são as obras provenientes das resoluções autorizativas, com o objetivo de ampliar e melhorar as instalações existentes, tais como:

- Resolução Autorizativa nº 9.219/2020: Implantação de reforços na subestação 230 kV Guaíra, com investimento de cerca de R\$ 44,9 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 6,8 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel era abril de 2024 e o Autotransformador C entrou em maio de 2024 e substituição do Autotransformador A em julho de 2024, devido as condições operacionais do sistema elétrico interligado.

- Resolução Autorizativa nº 10.688/2021: implantação de reforços na subestação 230 kV CIC, com investimento de cerca de R\$ 24,4 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 3,7 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel foi em 13 de abril de 2024, sendo entregue antes do prazo estabelecido no começo do mês de abril de 2024.
- Resolução Autorizativa nº 12.638/2022: Implantação de reforços na subestação 230 kV Campo do Assobio, com investimento de cerca de R\$ 65 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,7 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025. .
- Resolução Autorizativa n.º 12.892/2022: Recapitação da linha de transmissão 230 kV Gralha Azul - Umbará, com investimento de cerca de R\$ 8,1 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 1,3 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025 e o empreendimento teve antecipação e já está em operação comercial desde dezembro de 2024.
- Resolução Autorizativa n.º 13.573/2023: seccionamento da linha de transmissão 230 kV Cascavel – Salto Osório C1 na subestação Foz do Chopim, com a implantação trecho de circuito duplo entre o ponto de seccionamento e a subestação Foz do Chopim e dois módulos de entrada de linha na subestação Foz do Chopim, com investimento total de cerca de R\$ 25,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,0 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é fevereiro de 2026.
- Resolução Autorizativa n.º 14.531/2023: melhorias de grande porte (substituição de transformadores e reatores) nas subestações Maringá, Cascavel, Campo Comprido, Figueira, Londrina COT, Ponta Grossa Sul e Uberaba, com investimento total de cerca de R\$ 135,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 22,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial dos empreendimentos, cujo prazo previsto pela Aneel é maio de 2026.
- Resolução Autorizativa n.º 14.711/2023: implantação de reforços na subestação 230 kV Umuarama Sul, de concessão da Costa Oeste Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de cerca de R\$ 33,9 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é novembro de 2025.
- Despacho nº 1.373/2024- SCE/ANEEL: implantação de reforços na subestação 230 kV Campo Mourão, com investimento de cerca de R\$ 34,4 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 5,6 milhões, a partir da entrada em comercial, cujo prazo previsto pela ANEEL é novembro/2026.
- Despacho nº 3.014/2024-SCE/ANEEL: implantação de reforços na subestação 230 kV Realeza Sul, com investimento de cerca de R\$ 9,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 1,2 milhão, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril/2027.
- Resolução Autorizativa nº 15.532/2024: implantação de reforços na subestação 525 kV Curitiba Leste, de concessão da Marumbi Transmissora de Energia S.A., subsidiária integral da Copel GeT, com investimento de cerca de R\$ 47,1 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 6,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril/2027.

Distribuição:

Os destaques no segmento de distribuição de energia elétrica são os investimentos destinados à expansão e modernização do sistema elétrico de distribuição, através da: (i) implantação de novas subestações, linhas de distribuição de alta tensão e linhas de distribuição de média e baixa tensão; (ii) aprimoramento do sistema de telemedição; e (iii) melhoria da qualidade de fornecimento de energia elétrica na área rural.

- **Linhas e Subestações**

Em 2024, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações adicionaram aproximadamente 548,19 MVA ao sistema de distribuição e as novas linhas de alta tensão concluídas no período adicionaram 204,82 km em linhas de distribuição e transmissão. Ao todo, em 2024 foram investidos aproximadamente R\$ 2.196,9 milhões nas obras de subestações e linhas de distribuição de alta tensão.

- **Programa Transformação**

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

Entre os benefícios esperados estão o reforço das redes rurais para reduzir desligamentos e garantir o suporte ao crescimento do agronegócio no Estado do Paraná, além da redução dos custos com serviços de operação e manutenção (O&M) e comerciais, e aprimoramento no controle dos indicadores de qualidade DEC e FEC.

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

O investimento total está estimado em 4,92 bilhões, sendo que foram desembolsados até o final de 2024 R\$ 3,5 bilhões. Somente no ano de 2024 foi investidos R\$ 1,1 bilhão no programa.

- **Redes elétricas inteligentes - REI**

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

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

O primeiro investimento com tecnologia de redes inteligentes nesse sentido foi concluído em 2018, como projeto piloto para validação da solução. A partir daí o projeto foi dividido nas Fases 1, 2 e 3 para levar, futuramente, a tecnologia a todos os municípios do Estado do Paraná.

O investimento total está estimado em 820 milhões, sendo que foram desembolsados até o final de 2024 mais de R\$ 430 milhões. Somente no ano de 2024 foram investidos R\$ 290 milhões no programa.

- **Paraná Trifásico**

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

Teve início em 2020 com o intuito de melhorar a qualidade de fornecimento, renovar os ativos e prover mais segurança aos empregados e à população.

Estão sendo realizadas interligações entre os alimentadores que impactam na melhoria da qualidade dos serviços ao consumidor e, na nos índices de qualidade que medem o número de horas e a frequência com que a consumidor permaneceu sem energia elétrica (DEC e FEC).

Ainda, uma nova tecnologia é utilizada, com cabos protegidos, que trazem maior segurança e reduzem o número de desligamentos. A conclusão do projeto está prevista para 2025.

O investimento total está estimado em 3,1 bilhões, sendo que foram desembolsados até o final de 2024 R\$ 2,58 bilhões. Somente no ano de 2024 foram investidos R\$ 703 milhões no programa.

- **Projeto Confiabilidade Total**

Iniciado em 2020 o projeto visa assegurar a modernidade nas operações da rede de energia a partir das seguintes premissas: a) manter a comunicação plena entre as equipes e a disponibilidade de equipamentos na rede; b) implementar automação nos equipamentos especiais; c) manter a totalidade de município da concessão com subestação (SE) ou chave especial; e d) ampliar os circuitos de rede e equipamento Self Healing. Até o final de dezembro de 2023 o projeto concluiu 84,35% do cronograma previsto.

Até o final de dezembro de 2024 o projeto concluiu 89,74% do cronograma previsto, com investimento total de R\$ 451,4 milhões. Somente em 2024 o investimento foi de R\$ 86,5 milhões.

- **Redes Compactas e Protegidas**

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

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

- **Rede Secundária Isolada**

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

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

(ii) fontes de financiamento dos investimentos

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, as principais fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não circulantes da Companhia foram: (i) geração de caixa por meio de suas atividades; (ii) empréstimos e financiamentos de longo prazo; e (iii) captação no mercado de capitais, mediante emissões de títulos de dívida no mercado nacional. As tabelas abaixo apresentam o detalhamento dos contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024 (saldos em R\$ mil).

1. Empréstimos e financiamentos

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

(a) Em dezembro de 2024 foi formalizado o aditivo da Cédula de Crédito Bancário emitida pela Copel DIS em favor do Banco do Brasil, com definição da taxa de remuneração em CDI + 1,08% a.a. e

(b) Para todos os contratos, exceto para o empréstimo do Banco do Brasil da Copel DIS, há garantia Fidejussória da Copel ou Copel GET.

2. Debêntures

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

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

(iii) desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

- Desinvestimento em ativos de geração de pequeno porte

Em 08 de maio de 2024, a Copel divulgou o Fato Relevante 03/24 comunicando que o Conselho de Administração da Copel aprovou o início da etapa não vinculante para potencial desinvestimento em treze ativos de geração de pequeno porte (“Desinvestimento”), totalizando 118,7 MW de capacidade instalada.

Em 25 de novembro de 2024, a Copel divulgou que sua subsidiária integral Copel GeT celebrou Contrato de Compra e Venda de Ações com a Electra Hydra / Intrepid.

O valor total a ser recebido pelo desinvestimento será de R\$ 450,5 milhões, a ser corrigido pela variação do IPCA a partir de 31 de março de 2025 até a data do closing. Ainda, compõe a transação uma dívida no valor de R\$ 21,4 milhões com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES. A conclusão do desinvestimento está condicionada à verificação de condições usuais para operações desta natureza, incluindo a aprovação dos órgãos competentes.

O desinvestimento trará melhoria da eficiência operacional para o portfólio da Copel GeT e otimização da alocação de capital da Companhia, considerando que a estratégia da Copel se concentra em ativos de maior porte. Adicionalmente, possibilitará o reaproveitamento de profissionais em ativos mais relevantes, os quais já estão devidamente treinados e qualificados.

- Desinvestimento da UHE Colíder, por meio de descruzamento de ativos com a Eletrobras

Em 12 de dezembro de 2024, a Copel divulgou o Fato Relevante 12/24 comunicando que a sua subsidiária integral Copel Geração e Transmissão S.A. celebrou contrato com as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras e sua subsidiária integral Eletrobras CGT Eletrosul por meio do qual acordaram que:

A Copel GeT receberá (i) a totalidade dos 49% da participação da Eletrobras na Usina Hidrelétrica Mauá (“Mauá”) e, (ii) a totalidade dos 49,9% da Eletrobras na transmissora Mata de Santa Genebra S.A. (“MSG”), passando a deter 100% dos respectivos ativos e consolidá-los integralmente em seu balanço.

A Copel GeT transferirá para a Eletrobras a Usina Hidrelétrica Colíder (“Colíder”) (100% Copel GeT).

Adicionalmente, a Copel GeT pagará R\$ 365,0 milhões à Eletrobras em caixa no fechamento da Operação, sujeita a mecanismos de ajustes de preço usuais de mercado. A operação tem como data-base 31 de dezembro de 2023, o que inclui a transferência do caixa e dos financiamentos dos três ativos, e o fechamento está condicionado ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de operação.

A Companhia busca continuamente otimizar o seu portfólio e faz avaliações periódicas de oportunidades de reciclar ativos e participações. A operação em questão trará benefícios imediatos à Copel, gerando ganhos de sinergia pela simplificação da estrutura operacional e administrativa, até então compartilhada, bem como permitirá à Copel compensar, imediatamente após o closing, aproximadamente R\$ 170 milhões de prejuízos fiscais contabilizados referentes à impairment de Colíder.

(b) desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva do emissor

Geração:

- Renovação das Concessões das usinas GBM, GNB e GJR: em 24 de novembro de 2022 foi sancionada a Lei Estadual nº 21.272/2022, que autoriza o Estado do Paraná a realizar oferta pública de distribuição secundária de ações e/ou units, transformando a Copel em companhia de capital disperso e sem acionista controlador. Em decorrência dessa autorização legal, o Conselho de Administração da Copel aprovou a realização de estudos para viabilizar a renovação integral das concessões das usinas hidrelétricas GBM, GNB e GJR e avaliar alternativas de captação de recursos visando o pagamento dos respectivos bônus de outorga. A transformação da Copel em uma companhia de capital disperso e sem acionista controlador, ocorrida em 11 de agosto de 2023 possibilitou, nos termos da Lei nº 9.074/1995, a manutenção de 100% de participação da Companhia nas respectivas usinas. Em 2024, no dia 18 de novembro, na sede da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em Brasília, a Copel renovou as concessões das usinas hidrelétricas de Foz da Areia, Segredo e Salto Caxias por mais 30 anos. O valor a ser pago pela Copel pela outorga conjunta das três usinas, que são as maiores da companhia, foi de R\$ 4,1 bilhões. Somadas, as três hidrelétricas representam 64% da capacidade instalada de geração de energia elétrica da Copel. Com a assinatura, a companhia garante a perenidade do negócio e a sustentabilidade na geração de energia. Os contratos das UHEs GNB e GJR se encerrariam nos próximos oito anos, mas também tiveram as concessões renovadas antecipadamente, dando previsibilidade à geração de energia à Companhia.
- Usina Hidrelétrica Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS): em 30/09/2024 a COPEL firmou contrato de Modernização da UHE GPS. Com um investimento total previsto de R\$ 223 milhões, o escopo de modernização contempla descomissionamento, desmontagem, montagem, comissionamento, instrumentação, sistemas auxiliares elétricos, sistemas de proteção da usina e subestação, sistema de supervisão e controle, reguladores eletrônicos de velocidade e tensão, reguladores hidráulicos de velocidade, modernização dos bicos injetores, sistema de resfriamento, sistema de injeção forçada, reforma dos geradores, reforma das pontes rolantes, reforma das válvulas esféricas, substituição dos radiadores, implantação de sistema de vibração e etc. A modernização tem como objetivo atualizar tecnologicamente a planta, bem como restabelecer as condições operacionais de forma a atender os estritos parâmetros de FID definidos para GPS.
- Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha (GBM): em 2024 foram investidos R\$ 7,75 milhões em reforços e melhorias na UHE GBM, ação que proporciona aumento de confiabilidade e a segurança operacional para a planta, destacando-se as seguintes aquisições (i) 12 novos radiadores para os geradores (~ R\$ 3 milhões), (ii) viga de içamento da comporta de manutenção da Tomada d'água (~ R\$ 1 milhão), (iii) aquisição de transformadores de excitação reservas (~ R\$ 1 milhão), (iv) instalação de dois novos compressores para o sistema de ar de rebaixamento (~ R\$ 1,5 milhão) e (v) adequação da tubulação do sistema de resfriamento dos labirintos da turbina (~ R\$ 0,8 milhão).

Distribuição:

O segmento de distribuição traz como preceito o atendimento a uma área de concessão pré-determinada, o que acarreta o fato de que, salvo raras exceções em que uma distribuidora encampa uma nova área de concessão, a área de atuação permanece estanca por um longo período.

Sendo assim, a expansão não ocorre por meio de aquisições de novas plantas ou equipamentos que ampliam geograficamente ou substancialmente sua produção, mas sim, de forma incremental e contínua dos ativos disponibilizados para prestação do serviço, em sua área de concessão.

Nesta esteira, uma das formas de mensurar a 'capacidade produtiva' de uma distribuidora seria por meio de sua base de ativos (Base de Remuneração Regulatória - BRR). O programa de investimentos da Copel Distribuição alocou mais de R\$ 7 bilhões entre 2021 e 2024 e prevê alocar outros R\$ 2,5 bilhões este ano para renovação de ativos depreciados, automação da rede e digitalização. Isso representa um crescimento superior a 19,6% em relação a 2024.

Tal volume de investimento ocorre em paralelo com a execução eficiente de um plano agressivo de melhoria operacional e redução de custos, resultando em aumento futuro da receita e da qualidade do serviço.

(c) novos produtos e serviços, indicando:

(i) descrição das pesquisas em andamento já divulgadas

Conforme legislação, as concessionárias e permissionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua Receita Operacional Líquida - ROL para projetos de PDI e PEE. A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) regulamenta o Programa de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação do Setor Elétrico por meio dos PROPDIs, disponíveis no link www.aneel.gov.br.

Em 2024, a Copel Geração e Transmissão S.A. aplicou cerca de R\$ 5.9 milhões na execução de 9 projetos aderentes aos PROPDIs ANEEL, sendo 3 deles cooperados com outras empresa do SE.

Destaca-se que no ano de 2024 foi renovado o contrato de licenciamento para fabricação e comercialização do equipamento MEDCAP (<https://montrel.com.br/produtos/medcap>), fruto de projeto de PDI ANEEL encerrado em 2022. O MEDCAP tem auxiliado as equipes de manutenção de subestações da Copel GeT nos diagnósticos de banco de capacitores de alta tensão, colaborando para uma manutenção efetiva destes ativos, evitando falhas catastróficas que levariam a quedas de energia. Ao final do ano de 2024, ainda, iniciou-se o processo para contratação de dois novos projetos de PDI ANEEL, previstos para o primeiro semestre de 2025 e cujos objetivos são o de desenvolver e disponibilizar comercialmente dois novos produtos inovadores: o projeto PD-06491-0009/2023 abordará o processo de desenvolvimento de produto previsto na Cadeia da Inovação ANEEL para disponibilizar o "Kit de Monitoramento de Qualidade de Água", tecnologia oriunda de projeto de PDI anterior, que permitirá realizar diagnósticos da qualidade da água de reservatórios e afluentes de forma rápida, eficaz e com baixo custo. O outro projeto, PD-06491-0003/2024, vem com o objetivo 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 da Copel GeT. Assim, estima-se para o final dos próximos dois anos, a disponibilização comercial de dois novos produtos inovadores para usufruto da Copel e SE, os quais contribuirão para modernização dos processos de operação e manutenção, aumento da segurança e eficiência dos trabalhos de campo, geração de dividendos advindos de royalties, tudo isso atrelado a possibilidade de redução/mitigação de impactos nocivos ao meio ambiente e aumento da garantia de bem-estar do consumidor.

Já a Copel Distribuição investiu cerca de R\$ 21,7 milhões em 31 projetos de PDI e R\$ 42,7 milhões em 190 projetos de PEE. Os principais destaques foram o “Sistema de Monitoramento Inteligente de Falhas em Equipamentos com uso de Termografia e VANTs”; “Metodologia para Estimativa e Classificação de Riscos de Desligamentos em Redes de Distribuição de Energia Utilizando Previsões Meteorológicas de Curto Prazo” e “Metodologia para Análise Automática de Imagens Térmicas”. No PEE os destaques foram a “Chamada Pública de Escolas”, com o objetivo de substituir equipamentos e instalar usinas fotovoltaicas para geração de energia em 200 escolas (100 municipais e 100 estaduais) no estado do Paraná e a contratação de 26 projetos de diversas tipologias por meio da Chamada Pública Copel PEE 008/2023 com investimento previsto de 45 milhões.

(ii) montantes totais gastos pelo emissor em pesquisas para desenvolvimento de novos produtos ou serviços

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2024, a Copel GeT aplicou aproximadamente R\$ 5,9 milhões em projetos de PDI e a Copel Distribuição aplicou R\$ 21,7 milhões em PDI e R\$ 42,7 milhões em PEE.

(iii) projetos em desenvolvimento já divulgados

As informações referentes aos projetos em PDI da Companhia foram divulgadas no item (i) acima.

(iv) montantes totais gastos pelo emissor no desenvolvimento de novos produtos ou serviços

As informações referentes aos montantes totais gastos pela Companhia em PDI no desenvolvimento de novos produtos ou serviços foram divulgadas no item (ii) acima.

(d) oportunidades inseridas no plano de negócios do emissor relacionadas a questões ASG

Em 19 de agosto de 2022, o Conselho de Administração da Copel em sua 217ª Reunião Ordinária aprovou a visão estratégica de longo prazo da Companhia, horizonte 2030, aplicável à Holding e Unidades de Negócio, a qual permanece vigente nesta data.

Um dos objetivos basilares da estratégia da Companhia é reforçar sua vocação ESG por meio de iniciativas como:

- (i) Portfólio de geração 100% de fontes renováveis, após a descarbonização integral, através do desinvestimento em fontes térmicas e expansão notadamente em energia eólica e solar.
- (ii) Acelerar posicionamento nas avenidas da transição energética, investindo em geração distribuída (a partir de fontes solares) e em soluções voltadas à eficiência energética e mobilidade elétrica em sua área de atuação.

Por sua vez, a Companhia traduz sua estratégia de longo prazo em Planos Anuais. No Plano 2024, aprovado pelo Conselho de Administração em 13 de dezembro de 2023, na sua 245ª Reunião Ordinária, além de fortalecer o alinhamento com os Temas Materiais da Copel, foram deliberados os seguintes compromissos ESG:

- Alcançar 100% de geração de energia a partir de fontes renováveis, desinvestindo nas duas termoelétricas que integravam o portfólio da Companhia. Importante reforçar que o desinvestimento na UEG Araucária foi totalmente concluído em 2024 e o Contrato de Compra e Venda da UTE Figueira foi assinado em dezembro de 2024, aguardando o cumprimento das condições precedentes para fechamento da operação.

- Expandir o sistema de distribuição de energia da Copel com uso de redes elétricas inteligentes, mediante aplicação de tecnologias que automatizam o sistema, tornando-o mais eficiente, seguro e confiável, além de possibilitar ao cliente o controle do consumo de energia por meio de aplicativo.
- Aumento da oferta de energia certificada como proveniente de fonte renovável (Certificado Internacional de Energia Renovável”, ou “I-REC”), em linha com o engajamento da Companhia na diminuição das emissões geradas pelo consumo de energia e seus impactos.
- Emitir “títulos verdes” (Green Bonds) na captação de recursos para projetos da Companhia benéficos ao meio ambiente e ao clima.
- Avançar com a eletrificação da frota de veículos leves da Copel, substituindo os veículos à combustão.

Publicidade e Patrocínio

a) Critérios utilizados pela Copel para utilização de recursos com publicidade, patrocínios, parcerias e convênios:

Além da comunicação institucional sobre os negócios e serviços da Companhia, sua utilidade pública e a prestação de contas da administração, as iniciativas de publicidade e patrocínio da Copel também observam o previsto na Resolução ANEEL nº 1000/2021, que estabelece que as concessionárias de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica devem desenvolver e implementar, em caráter rotineiro e de maneira eficaz, campanhas com vistas a:

- (i) informar ao consumidor, em particular e ao público em geral, sobre os cuidados especiais que a energia elétrica requer no seu uso;
- (ii) divulgar os direitos e deveres específicos do consumidor de energia elétrica; e
- (iii) orientar sobre o uso racional da energia elétrica.

A Copel faz apoios financeiros a projetos, eventos e atividades de iniciativa de terceiros, de cunho cultural, socioambiental, esportivo, educacional, técnico-científico, inovação ou estratégico, mediante contrapartidas de divulgação que gerem (a) reconhecimento da atuação da Copel, (b) agreguem valor à sua marca, e (c) incrementem vendas e disseminem o seu nome, promovendo e ampliando o relacionamento junto aos públicos de interesse e colaborando para o cumprimento da sua função social, conforme previsto nas políticas internas.

Os patrocínios seguem a Política de Patrocínios da Copel Holding e são aprovados por uma Comissão de Análise de Patrocínios, garantindo que os investimentos sejam feitos de forma estratégica e alinhada aos objetivos da companhia. Como empresa de capital aberto, buscamos apoiar iniciativas que reforcem nossos valores e diretrizes, promovendo impacto positivo na sociedade. Em 2024, apoiamos diversos projetos nas áreas social, educacional, cultural, esportiva e de inovação, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e para a construção de um legado significativo nas comunidades onde atuamos.

b) Valores gastos pela Copel com publicidade, patrocínios, parcerias e convênios:

Abaixo encontram-se discriminados os investimentos realizados pela Companhia e suas controladas em publicidade, patrocínios, parcerias e convênios em 2024:

Processo	Holding	DIS	GeT	COM	SER	Eólicas	SPE	Total Geral
AERP-Associação das Emissoras de Rádio	1.447.021	8.813.671	2.894.041					13.154.733
Divulgação e Anúncio	754.370	531.701	902.498	179.526	60.984	255.165	72.379	2.756.623
Propaganda e Publicidade	11.997.798	3.933	15.058	764.800	7.536	44.844		12.833.969
Patrocínio: Divulgação da Marca COPEL	3.408.332	3.740	100.500	35.000				3.547.572
Talento Olímpico Paranaense-TOP	5.224.200							5.224.200
Total Geral	22.831.721	9.353.045	3.912.097	979.326	68.520	300.009	72.379	37.517.097

3.1 Projeções divulgadas e premissas

Em conformidade com a Resolução CVM n.º 80/2022, a Companhia divulga nesta seção informações sob a forma de projeções. A Companhia esclarece que as metas e os compromissos divulgados são dados hipotéticos e estimativas que não constituem promessa de desempenho. O cumprimento das metas e atingimento dos compromissos está sujeito a eventos futuros atrelados a diversas premissas e variáveis, dentre as quais condições do mercado, o desempenho econômico, o desenvolvimento das operações e a capacidade de investimentos da Companhia.

(a) Objeto da projeção

Os objetos das divulgações sob a forma de projeções da Companhia são:

- i. Investimentos: os Programas de Investimentos da Companhia, elaborados em conformidade com nossa Política de Investimentos para os anos de 2025 e 2026. Esses programas foram aprovados na 256ª Reunião Ordinária e 264ª Reunião Extraordinária do Conselho de Administração, realizadas em 06/11/2024 e 18.11.2025, respectivamente, e foram divulgados nos Comunicados ao Mercado n.º 31/2024 e n.º 21/2025, e
- ii. Alavancagem: o índice de alavancagem financeira, mensurado em conformidade com a Política de Dividendos, aprovada na 262ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, realizada em 08/05/2025, divulgado no Fato Relevante nº 02/2025.

(b) Período projetado e o prazo de validade da projeção

- i. Investimentos: as projeções abordadas consideram os Programas de Investimentos da Companhia elaborados para os anos de 2025 e 2026 cada, encerrando-se ao término dos respectivos exercícios sociais a que se referem, isto é, em 31 de dezembro de cada ano de referência (2025 e 2026), e
- ii. Alavancagem: a projeção considera que o objetivo da Companhia é alcançar o índice de alavancagem de 2,8x, mensurada pela divisão Dívida Líquida/EBITDA, 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).

(c) Premissas da projeção, com a indicação de quais podem ser influenciadas pela administração do emissor e quais escapam ao seu controle

- i. Investimentos: as premissas utilizadas para a estimativa de investimentos estão atreladas às previsões de ampliação de capacidade e modernização dos ativos das concessões de distribuição, transmissão e geração, além da continuidade dos negócios existentes.

As projeções consideram as seguintes premissas:

- Ampliação e automação da infraestrutura elétrica na área de concessão;
- Definição de obrigações regulatórias;
- Renovação dos contratos de concessão;
- Definições orçamentárias e de execução do seu plano de expansão; e
- Capacidade de investir e executar.

- ii. Alavancagem: a projeção de alavancagem financeira considera como principais premissas: solidez financeira, atendimento às necessidades de caixa e oportunidades de investimento da Companhia.

Para fins de mensuração da alavancagem financeira, são consideradas a Dívida Líquida e o EBITDA:

3.1 Projeções divulgadas e premissas

a) “Dívida Líquida” é o 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;

b) “EBITDA” é o 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.

A Administração da Companhia ressalta que as premissas mencionadas dependem substancialmente de fatores e condições regulatórias e de mercado, conhecidas ou não, inclusive o desempenho do setor, da economia brasileira e dos mercados internacionais, que não estão sob seu controle, podendo resultar em diferenças relevantes dos resultados a serem efetivamente apresentados pela Copel.

(d) Valores dos indicadores que são objeto da projeção

i. Investimentos: o Programa de Investimentos de 2025 seguiu seu cronograma em cada projeto em desenvolvimento, visando (i) assegurar o programa de investimentos da Companhia

Por sua vez, o Capex para 2026, no valor total de R\$ 3.021,3 concentra 64% do total aprovado na Copel Distribuição com o objetivo contínuo de aumento de qualidade do serviço, excelência operacional, eficiência e composição da base de remuneração de ativos regulatórios (BRR). A Copel GeT responde por 28% do Programa de Investimentos de 2026, para melhoria da capacidade operativa da geração, e reforços e melhorias de linhas de transmissão.

3.1 Projeções divulgadas e premissas

<i>Em R\$ mil</i>		
PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	2025	2026
Geração e Transmissão (a)	583.905	844.153
Distribuição (b)	2.701.872	1.942.764
Empreendimentos Eólicos (c)	76.842	127.407
Outros (d)	63.104	106.965
TOTAL	3.425.723	3.021.289
(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).		
(b) Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total.		
(c) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas e Complexo Eólico Éolo.		
(d) Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.		

ii. Alavancagem: ter como objetivo a manutenção (recorrente) de um índice de alavancagem financeira de 2,8x, mensurado pela relação Dívida Líquida/EBITDA, admitindo-se uma faixa de tolerância de 0,3x para mais (3,1x) ou para menos (2,5x), desde que se busque convergência para o centro da faixa em até 24 meses.

(a) informar quais estão sendo substituídas por novas projeções incluídas no formulário e quais delas estão sendo repetidas no formulário

Na linha referente ao Bônus de Outorga das UHEs Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias, o valor, inicialmente de R\$ 3.700.000,00, foi ajustado para R\$ 4.073.915,00 em decorrência da atualização monetária do investimento, pela taxa Selic.

(b) quanto às projeções relativas a períodos já transcorridos, comparar os dados projetados com o efetivo desempenho dos indicadores, indicando com clareza as razões que levaram a desvios nas projeções

Os valores dos indicadores do Programa de Investimentos de 2024 inicialmente projetados, em comparação com aqueles que foram efetivamente obtidos, podem ser visualizados abaixo:

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	Acumulado 4º Trimestre 2024*	Projetado 2024*
Geração e Transmissão ¹	199.947	209.663
Distribuição ²	2.196.912	2.091.720
Empreendimentos Eólicos ³	41.229	55.487
Outros ⁴	46.288	75.320
Sub-total	2.484.376	2.432.190
Bônus de Outorga das UHEs Foz do Areia, Segredo e Salto Caxias	4.073.915	4.073.915
TOTAL	6.558.292	6.506.105

*(Valores em R\$ Mil)

¹ Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).

² Inclui Programa "Transformação" composto pelos projetos Paraná Trifásico, Rede Elétrica Inteligente e Confiabilidade Total.

³ Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis, Complexo Eólico Vilas, Aventura e Santa Rosa & Novo Mundo.

⁴ Inclui Holding, Copel Comercialização e Copel Serviços.

A administração da Companhia esclarece, com base nos dados informados acima, que não houve variações relevantes nos programas de investimento na Geração e Transmissão e Distribuição,

Em relação aos Empreendimentos Eólicos, houve variação a menor em torno de 26% do projetado, devido, principalmente, à postergação da aquisição de equipamentos para o exercício seguinte.

No programa Outros, a variação a menor (39%) foi impactada pela Copel Serviços, devido à não realização dos aportes em inovação e participação.

(c) quanto às projeções relativas a períodos ainda em curso, informar se as projeções permanecem válidas na data de entrega do formulário e, quando for o caso, explicar por que elas foram abandonadas ou substituídas

Os compromissos e estimativas divulgados pela Companhia sob a forma de projeções, nos termos do item 3.1 deste Formulário de Referência, que têm como prazo o encerramento do exercício social de 2025, permanecem válidos na data deste Formulário de Referência.

A seguir, estão descritos os principais fatores de risco considerados relevantes, na data deste Formulário de Referência, e que a Companhia acredita que possam influenciar a decisão de investidores em adquirir valores mobiliários emitidos por ela. Caso esses riscos venham a se materializar, os negócios, a situação financeira, patrimonial, reputacional, resultados operacionais, fluxo de caixa, liquidez, negócios futuros e o preço dos valores mobiliários emitidos pela Companhia podem ser adversamente afetados.

Os riscos podem materializar-se de forma individual ou cumulativamente e a ordem na qual os riscos são apresentados abaixo não possui relação com a probabilidade relativa de ocorrência de nenhum dos riscos descritos nesse Formulário de Referência. Não obstante a subdivisão desta seção "4. Fatores de Risco", determinados fatores de risco que estejam em um item podem também se aplicar a outros itens.

Antes de tomar qualquer decisão de investimento referente a qualquer valor mobiliário de emissão da Companhia, os potenciais investidores devem analisar cuidadosamente todas as informações contidas neste Formulário de Referência, os riscos mencionados a seguir e as demonstrações financeiras e respectivas notas explicativas da Companhia.

Os riscos descritos a seguir são, na data deste Formulário de Referência, aqueles que a Companhia conhece e que acredita que podem afetá-la adversamente. Além disso, riscos adicionais não conhecidos pela Companhia atualmente, ou que a Companhia não considera relevantes na data deste Formulário de Referência, também podem vir a afetá-la adversamente.

(a) emissor;

Falhas em nossos controles de segurança cibernética ou divulgação não autorizada de informações, bem como o não cumprimento das leis existentes de privacidade e segurança de dados podem afetar adversamente nossos negócios e reputação, incluindo o risco de interrupção no fornecimento de energia e suspensão das operações.

Coletamos, armazenamos, processamos e usamos várias informações confidenciais relacionadas aos nossos negócios e operações. Em nosso curso normal de negócios, também coletamos e armazenamos dados pessoais de nossos clientes em nossos data centers localizados em nossas próprias instalações. Sofremos ataques cibernéticos no passado, levando à indisponibilidade temporária de parte de nossos sistemas. Não obstante nossos controles de segurança cibernética, tecnologia da informação, tecnologia de operação e infraestrutura, estamos vulneráveis a falhas, sejam técnicas, causadas por negligência, eventuais acidentes ou ataques cibernéticos. Essas falhas podem resultar em divulgação ou roubo de informações confidenciais, perda de integridade de dados, apropriação indevida de fundos e interrupções em nossas operações.

Em julho de 2022, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL 964/2021, regulamentando regras de segurança cibernética para o setor de energia. Os riscos de segurança cibernética incluem o risco de interrupção no fornecimento de energia e a inviabilidade das operações técnicas necessárias. Apesar de nossos esforços, as medidas adotadas por nós para prevenir e reparar riscos de segurança cibernética e para cumprir a regulamentação descrita podem não ser suficientes ou eficazes e podemos estar sujeitos à interrupção do serviço, perda de clientes ou indisponibilidade temporária de serviços ou sistemas essenciais. Adicionalmente, em caso de descumprimento de resoluções da ANEEL, a Companhia está sujeita a aplicação de penalidade de até 0,5% da Receita operacional Líquida dos últimos 12 meses.

Estamos sujeitos às leis e regulamentações brasileiras relativas à proteção de dados e privacidade de dados, em particular à Lei Federal Brasileira nº 13.709/2018 ("Lei Brasileira de Proteção de Dados", ou "LGPD"), que estabelece o marco legal para o tratamento de dados pessoais e as penalidades administrativas aplicáveis em caso de descumprimento da LGPD. Violações desta lei e regulamentações relacionadas, incluindo vazamento de dados pessoais, podem resultar em ações judiciais individuais ou coletivas contra a Companhia, imposição de multas de até R\$ 50 milhões, limitadas a 2% do faturamento do grupo da Companhia no Brasil por infração, entre outras penalidades civis, administrativas e criminais, além de danos à nossa reputação, o que poderia ter um efeito adverso sobre nós e nossos negócios e resultados operacionais.

Em fevereiro de 2023, entrou em vigor a Resolução CD/ANPD nº 4, que regulamentou a aplicação de penalidades administrativas pela Autoridade Nacional de Proteção de Dados (ANPD) por descumprimento da LGPD. Após a aprovação dessa resolução, a ANPD passou a aplicar multas e outras penalidades administrativas às empresas que descumprirem o disposto na LGPD.

Interrupções nas operações ou deterioração na qualidade de nossos serviços podem ter um efeito adverso em nossos negócios, situação financeira, reputacional e resultados operacionais.

Operamos complexos sistemas e redes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, que envolvem diversos riscos, como contratempos operacionais e interrupções inesperadas, causados por acidentes, quebras ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos ativos, ou desastres e incidentes (como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos de terra, sabotagem, vandalismo e eventos semelhantes). Nossas coberturas securitárias podem ser insuficientes para cobrir os custos e perdas que podemos incorrer como resultado de danos aos nossos ativos, sejam resultado da necessidade de manutenção ou substituição de tais ativos, sejam em razão de interrupções ou deterioração da qualidade do serviço prestado causadas por tais danos em nossos ativos.

As receitas que nossas controladas geram com a implantação, operação e manutenção de suas instalações estão relacionadas à disponibilidade de equipamentos e ativos e à qualidade dos serviços (continuidade e atendimento de acordo com os níveis exigidos pela regulamentação). Nos termos de nossos contratos de concessão, a Companhia e suas controladas estão sujeitas a: (i) redução da receita da distribuidora em decorrência da redução da alocação da chamada "Parcela B" na fórmula de cálculo da receita; (ii) redução da Receita Anual Permitida (RAP) para as transmissoras; (iii) efeitos do Fator de Disponibilidade (FD) e os níveis de garantia física dos parques geradores; e (iv) aplicação de penalidades e pagamento de valores indenizatórios, de acordo com a abrangência, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços e equipamentos. De acordo com a legislação brasileira, somos estritamente responsáveis por danos diretos e indiretos resultantes do fornecimento inadequado de eletricidade, como interrupções repentinas resultantes dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição. Portanto, interrupções ou paradas em nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, ou em subestações ou redes, podem ter um efeito material adverso em nossos negócios, situação financeira, reputacional e resultados operacionais.

Somos amplamente dependentes da economia do Estado do Paraná.

O mercado de distribuição da maior parte de nossas vendas de energia elétrica é o Estado do Paraná. Nosso negócio depende e deve continuar dependendo, em grande medida, das condições econômicas do Estado do Paraná.

Um aumento nos preços da energia elétrica, combinado com o fraco desempenho econômico no Estado do Paraná, pode afetar a capacidade de alguns de nossos clientes de distribuição de pagar os valores que nos são devidos. Em 31 de dezembro de 2024, nossos recebíveis vencidos em nossa área de concessão de distribuição com clientes finais eram de R\$ 630,0 milhões no agregado e nossa provisão para créditos de liquidação duvidosa relacionados a esses recebíveis era de R\$ 76,1 milhões.

Além disso, no caso de uma recessão econômica combinada com altos preços de energia, o número de nossos clientes de distribuição conectados ilegalmente à nossa rede de distribuição pode aumentar, o que reduziria nossa receita de fornecimento de energia elétrica. A energia que perdemos devido a conexões ilegais é considerada uma perda comercial (não técnica), e podemos incorrer em penalidades regulatórias se nossas perdas comerciais excederem determinados limites regulatórios estabelecidos calculados pela ANEEL. Caso a ANEEL determine que não fomos eficientes na fiscalização e controle das perdas não técnicas na rede de distribuição, a agência poderá limitar o repasse dessas perdas aos clientes finais.

Propostas legislativas em discussão no Congresso, como o PL 5325/2019, podem alterar as penalidades aplicáveis às concessionárias e limitar a uma determinada cota a inclusão e cobrança de perdas não técnicas na conta de luz de clientes finais. Nesse cenário, as concessionárias não poderão mais cobrar dos clientes finais parte dos prejuízos considerados não técnicos (como ligações clandestinas, erros de medição, entre outros). A aprovação dos referidos projetos de lei poderá afetar adversamente nossos resultados financeiros.

Estamos envolvidos em várias ações judiciais que podem ter um efeito material adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais, situação financeira e reputacional, se o resultado for desfavorável para nós.

Somos réus em diversos processos judiciais, principalmente relacionados a demandas cíveis, administrativas, trabalhistas, ambientais e tributárias. O resultado desses processos é incerto, de modo que, caso sejam proferidas decisões desfavoráveis aos nossos interesses, podemos ser obrigados a cumprir determinadas obrigações que podem afetar materialmente nossos resultados operacionais. Em 31 de dezembro de 2024, nossas provisões para contingências com risco de perda classificado como provável (nas quais há mais de 50% de chance de perda) e razoavelmente estimadas eram de R\$ 956,7 milhões. Decisões desfavoráveis contra nós, particularmente em casos envolvendo grandes quantias ou que afetem nossa capacidade de conduzir negócios conforme planejado, podem causar um efeito adverso em nossos resultados, bem como em nossos negócios, reputação, posição financeira e valor de mercado de nossas ações.

Não há garantia de que seremos capazes de manter ou renovar todas as licenças, alvarás, concessões, registros, outorgas e autorizações, inclusive ambientais, necessárias para nossas operações atuais, ou obter licenças necessárias à implementação e operação de novos projetos.

Nossos negócios dependem da manutenção, renovação e obtenção das licenças, alvarás, concessões, registros, outorgas e autorizações relativas aos projetos em funcionamento e em construção, incluindo suas autorizações junto à Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") e ao Ministério de Minas e Energia ("MME"), bem como aquelas que tratam da regularidade das áreas construídas que hoje compõem suas instalações, e, ainda, as que autorizam o exercício de suas atividades. A falta de quaisquer licenças, autorizações, registros, outorgas ou permissões necessárias, imposição de condicionantes demasiadamente onerosas a elas ou expiração sem renovação pode afetar material e adversamente nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e reputação, e nos expor a penalidades sob os regulamentos aplicáveis.

Atrasos na emissão de licenças, permissões e concessões por órgãos governamentais ou outras autoridades também podem resultar em atrasos nos cronogramas de implementação de projetos e aumentar os custos operacionais e do projeto, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros. Se não formos capazes de concluir um projeto ou se um projeto for atrasado, nosso retorno financeiro esperado do projeto pode ser reduzido, levando a perdas. Adicionalmente, decisões tomadas por autoridades governamentais em relação à rede de energia elétrica, regulamentações ambientais e outros aspectos da geração de energia elétrica podem impactar negativamente a operação e a rentabilidade de nossos sistemas de geração. Se qualquer um desses fatores ocorrer, poderemos sofrer efeitos adversos materiais em nossa condição financeira, resultados operacionais e reputação.

Falhas em barragens sob nossa responsabilidade podem causar sérios danos às comunidades afetadas, à nossa reputação e aos nossos resultados.

As barragens são infraestruturas importantes para o nosso negócio e são componentes fundamentais de nossas Usinas Hidrelétricas para fins de diqueamento e armazenamento de água, respondendo pela maior parte de nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em qualquer barragem, há um risco intrínseco de rupturas causadas por diferentes fatores internos e externos. Portanto, estamos sujeitos ao risco de rompimento de uma barragem, que pode ter repercussões muito maiores do que a perda da capacidade de geração de energia hidrelétrica e a responsabilização ambiental, a depender do caso, nas esferas administrativa, civil e penal.

O rompimento de uma barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e afetar de forma adversa vidas humanas nas comunidades a jusante das barragens, o que pode ter um efeito material adverso em nossa reputação, negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O não cumprimento das diretrizes ESG pode afetar adversamente nossas operações, resultados e reputação.

Nossas práticas de ESG estão em desenvolvimento contínuo. Isso inclui assumir compromissos para alcançar padrões ou prazos específicos para melhores práticas sociais, de governança e de sustentabilidade, bem como incorporar a sustentabilidade em nossas operações de negócios. O não cumprimento das diretrizes ou compromissos corporativos de ESG, incluindo nosso Relatório Integrado, pode resultar em perdas financeiras e operacionais, bem como danos à reputação. Estamos concluindo a alienação da UTE Figueira, atualmente na fase de cumprimento das condições precedentes para o fechamento da transação.

Podemos adquirir outras empresas do setor elétrico ou novas concessões de energia, o que pode aumentar nossa alavancagem financeira e impactar negativamente nosso desempenho geral, e a integração desses novos negócios pode não gerar os ganhos de eficiência e economias de escala esperados, potencialmente prejudicando nosso desempenho operacional e financeiro.

Prospectamos constantemente negócios relacionados ao nosso objeto social e alinhados ao nosso plano estratégico.

Para expandir nossos negócios, podemos participar de leilões para a construção e operação de novos projetos de geração e transmissão de energia, bem como investir em outras empresas do setor de energia, como já fizemos no passado. Essas aquisições podem aumentar nossa alavancagem financeira ou reduzir nossos lucros, na medida em que seja necessário investimentos e/ou financiamentos para viabilizar a implementação dos projetos. Adicionalmente, a integração dos novos negócios pode não resultar na sinergia esperada em termos de ganhos de eficiência e economias de escala para nossas operações, inclusive em decorrência do não acompanhamento do plano estratégico inicial ou de mudanças nas condições de mercado, o que pode afetar adversamente nosso desempenho operacional e financeiro.

Também podemos ser responsabilizados por contingências relacionadas a tais ativos e negócios, incluindo potenciais contingências que não são conhecidas por nós no momento da aquisição e que podem ser identificadas no futuro. Quaisquer contingências decorrentes do desenvolvimento e implementação desses ativos antes de sua incorporação ao patrimônio da Companhia poderão se tornar nossa responsabilidade como sucessora se a empresa vendedora não assumir contratualmente os passivos ou, mesmo o fazendo, não cumprir ou se mostrar incapaz de cumprir suas obrigações. Se tais contingências se materializarem, poderemos incorrer em custos e despesas significativos, o que poderá ter um efeito adverso relevante em nossos negócios, reputação e resultados.

Disputas trabalhistas podem atrapalhar nossas operações de tempos em tempos.

Nossos colaboradores são representados por sindicatos. Discordâncias em relação a questões relacionadas a desinvestimentos, mudanças em nossa estratégia de negócios, programa de demissão voluntária ("PDV") e reduções no quadro de profissionais podem levar a reações dos funcionários. Greves, paralisações de trabalho ou outras formas de protestos em nossos estabelecimentos ou nos estabelecimentos de qualquer um de nossos principais fornecedores ou contratados podem prejudicar nossa capacidade de concluir projetos relevantes no prazo, impactando negativamente nossos resultados operacionais e afetando nossa capacidade de atingir objetivos estratégicos de longo prazo.

Também podemos vir a ser responsabilizados por quaisquer obrigações trabalhistas ou previdenciárias impostas judicialmente a funcionários de nossos prestadores de serviços terceirizados, incluindo o reconhecimento de vínculo empregatício com a Companhia, o que pode resultar em contingências e pagamentos de indenizações, impactando significativa e negativamente nossos negócios.

Somos estritamente responsáveis por quaisquer danos resultantes do fornecimento inadequado de serviços de eletricidade e nossas apólices de seguro podem não cobrir totalmente tais danos.

Somos estritamente responsáveis, nos termos da legislação brasileira, por danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Adicionalmente, nossas concessionárias de distribuição, transmissão e geração poderão ser responsabilizadas por danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou perturbações oriundas dos sistemas brasileiros de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou perturbações não forem atribuídas a um membro identificável do ONS. Não podemos assegurar que nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos resultantes da prestação inadequada de serviços de eletricidade, que podem ter um efeito adverso sobre nós.

Também não é possível garantir a cobertura de seguro e respectivo pagamento de indenização por todos os danos decorrentes de potenciais acidentes relacionados a riscos de segurança, ambientais e de saúde que, em caso de incidente, possam afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Além disso, podemos não ser capazes de renovar nossas apólices de seguro existentes e, se renovadas, não podemos garantir que seremos capazes de renová-las nos mesmos termos contratuais ou a taxas comerciais razoáveis ou termos aceitáveis, seja em termos de custo ou cobertura, o que poderia ter um efeito adverso em nossos negócios, resultados e condição financeira.

Não podemos garantir a velocidade da nossa capacidade de inovação e das nossas respostas face às mudanças que o setor de energia vem passando com o resultado dos avanços tecnológicos e da adoção da inteligência artificial.

O setor de energia elétrica vem passando por mudanças impulsionadas (i) pela descentralização dos sistemas de geração de energia; (ii) avanços nas tecnologias de armazenamento de energia; (iii) disseminação de tecnologias digitais que melhorem a eficiência da geração, transmissão e consumo de energia; (iv) aumento de fontes renováveis de energia, como eólica e solar; (v) uma tendência de redução das pegadas de carbono no sistema energético, como parte dos esforços globais para mitigar os efeitos das mudanças climáticas; e (vi) a adoção de inteligência artificial ("IA") no setor de energia, juntamente com a abertura do mercado livre de energia, o desenvolvimento de cidades inteligentes, a mobilidade elétrica e o compromisso com a redução das emissões de carbono. Essas mudanças apresentam muitos desafios e talvez não consigamos acompanhar os efeitos da crescente adoção de tecnologias digitais no setor de energia elétrica e o significativo potencial de novas soluções tecnológicas (tanto no que diz respeito à melhoria dos processos e serviços prestados aos consumidores quanto no que diz respeito ao desenvolvimento de novos produtos que possam levar a maiores ganhos de produtividade, preços mais acessíveis, maior concorrência e criação de novos mercados). Assim, podemos não ser capazes de superar a concorrência em relação a empresas do setor que tenham mais sucesso na implementação de novas tecnologias e processos, deixando de obter receita em detrimento de tais empresas ou não aproveitando o ganho de eficiência e lucratividade que o uso de novas tecnologias e processos podem eventualmente gerar.

A implementação de nosso novo projeto de faturamento pode nos expor a riscos operacionais acrescidos, e falhas ou atrasos na implementação podem nos impedir de obter os benefícios deste sistema de faturamento automatizado.

Atualmente, estamos implantando um novo projeto de faturamento, com entrada em operação prevista para 2026, alinhado à nossa estratégia corporativa de buscar inovação e eficiência operacional. Embora o objetivo do novo sistema seja proporcionar maior autonomia às nossas áreas de gestão e proporcionar mais eficiência na integração de aplicações, automação de processos e sincronização de dados, não podemos garantir que conseguiremos implementar com sucesso este projeto ou que conseguiremos alcançar esses benefícios. Falhas na implementação deste projeto podem afetar adversamente nossas operações existentes, particularmente atividades de cobrança, e podem nos expor a violações de dados ou outros incidentes, que podem afetar adversamente nossos negócios.

Se não conseguirmos atrair, reter e gerenciar força de trabalho qualificada, nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas podem ser afetados material e adversamente.

Nossas operações dependem em parte de nossa capacidade de atrair, reter e gerenciar de forma econômica o pessoal-chave de gestão e talentos com a expertise necessária para trabalhar em nosso negócio e que podem acompanhar os últimos desenvolvimentos do setor, especialmente os desenvolvimentos tecnológicos, mantendo nossa cultura empresarial. Se não formos capazes de reter ou atrair pessoal especializado e pessoal-chave de gestão, nossos negócios e resultados operacionais podem ser afetados adversamente.

(b) seus acionistas, em especial os acionistas controladores;

Após nossa transformação em uma sociedade anônima com capital disperso, deixamos de ter um acionista controlador.

Após nossa transformação em uma sociedade anônima com capital disperso, o Estado do Paraná deixou de ser nosso acionista controlador. Sem um acionista controlador, a Companhia pode estar mais exposta a tentativas de aquisição de controle e a diferentes interesses de acionistas e demais stakeholders, ao voto coordenado por grupos de acionistas e a conflitos de interesse. A ausência de um acionista controlador também pode levar a impasses, desafios na convocação de assembleias devido a questões de quórum e dificuldades na identificação de conflitos de acionistas ou abusos de voto. Se outro acionista se tornar nosso acionista controlador no futuro, referido acionista poderá influenciar significativamente nossa estratégia de negócios.

Nosso Estatuto Social contém cláusulas com restrições referentes à aquisição de controle da Companhia, que podem desencorajar terceiros de tentar nos adquirir e podem afetar adversamente os direitos dos titulares de ações ordinárias da Companhia.

Nosso estatuto social possui cláusulas com restrições referentes à aquisição de controle da Companhia, como (i) proteção à dispersão acionária (*poison pill*), de forma que o acionista ou grupo de acionistas que, direta ou indiretamente, vier a se tornar titular de ações ordinárias que, em conjunto, ultrapassem 25% do capital votante da Companhia deverá realizar uma oferta pública para a aquisição da totalidade das demais ações ordinárias, por valor, no mínimo, 100% superior à maior cotação das ações ordinárias nos últimos 504 pregões anteriores à aquisição, atualizada pela Selic, enquanto quem ultrapassar 50% deverá ofertar por valor, no mínimo, 200% superior sob os mesmos critérios, (ii) limitação para que nenhum acionista ou grupo de acionistas venha a exercer votos correspondentes a mais de 10% do total de votos conferidos pelas ações com direito a voto em cada deliberação, e algumas outras disposições que podem limitar a capacidade de outros de adquirir o controle da Companhia. Dessa forma, os acionistas podem perder a oportunidade de vender suas ações com um prêmio em relação ao preço de mercado vigente, uma vez que essas disposições desencorajam terceiros de buscar o controle societário da Companhia por meio de uma oferta pública ou transações similares.

Podemos estar sujeitos à Lei de Falências.

A Lei nº 11.101, de 9 de fevereiro de 2005, conforme alterada (“Lei de Falências”), dispõe sobre o processo de falência e a recuperação judicial e extrajudicial. Antes da nossa transformação em uma sociedade anônima com capital disperso, como empresa estatal, não estávamos sujeitas à referida lei. De acordo com a Lei de Falências, terceiros podem pedir nossa falência. Qualquer pedido de falência de terceiros contra nós pode afetar adversamente nossos negócios.

(c) suas controladas e coligadas;

Não há riscos relacionados.

(d) seus administradores;

Nossa governança, conformidade e controles internos podem falhar na prevenção de violações de padrões legais, regulatórios, éticos ou de governança.

Estamos sujeitos a violações de nossas políticas e controles internos relacionados à anticorrupção, lavagem de dinheiro, regulamentação de valores mobiliários e leis e regulamentações relacionadas, e a casos de comportamento fraudulento, práticas corruptas e desonestidade por parte de nossos diretores, executivos, funcionários, contratados ou outros agentes que possamos não identificar ou prevenir em tempo hábil.

Além disso, temos um grande número de contratos com fornecedores, com ampla distribuição e terceirização das cadeias produtivas, e não somos capazes de controlar todas as possíveis irregularidades ou garantir que nossos processos de seleção sejam suficientes para evitar situações em que nossos fornecedores tenham problemas relacionados ao cumprimento da legislação aplicável, sustentabilidade ou terceirização da cadeia produtiva em condições inadequadas de segurança. Esses riscos são potencializados pelo fato de nosso portfólio incluir empresas coligadas, como sociedades de propósito específico, algumas das quais não possuímos controle acionário.

Nossos sistemas podem não ser eficazes em todas as circunstâncias. Qualquer falha em nossa capacidade de prevenir ou detectar o descumprimento das regras de governança ou obrigações regulatórias aplicáveis pode causar danos à nossa reputação ou outros efeitos adversos materiais aos nossos resultados operacionais ou condição financeira.

(e) seus fornecedores;

Nosso negócio está sujeito a riscos relacionados à nossa cadeia de suprimentos, que pode ser significativa e adversamente afetada por eventos econômicos, políticos, sociais e naturais internos ou externos, como pandemias, atos terroristas, ataques cibernéticos, disputas de fronteira e conflitos armados, entre outros.

Fornecedores, contratados e outros terceiros podem deixar de cumprir contratos e obrigações existentes, o que pode impactar desfavoravelmente nossas operações e resultados financeiros.

Estamos envolvidos em diversos projetos de transmissão e geração, que estão sujeitos às obrigações de desempenho de vários terceiros sobre os quais não temos controle. Caso tais terceiros não cumpram, parcial, totalmente, adequada ou satisfatoriamente suas obrigações, os negócios da Companhia podem ser afetados, na medida em que o fornecimento de materiais, equipamentos e mão-de-obra, assim como a prestação de serviços de construção, manutenção e operação por esses terceiros podem atrasar a entrega de projetos e/ou interromper ou prejudicar as operações da Companhia, podendo causar perda de receita e ensejar a aplicação de sanções no âmbito de contratos e/ou licenças e concessões, impactando adversamente os resultados operacionais e financeiros da Companhia.

As operações de nossos fornecedores e prestadores de serviços podem ser substancial e negativamente afetadas por fatores e eventos além de nosso controle, como incêndios, desastres naturais, disseminação de doenças, pandemias, greves, falhas de sistema, ataques terroristas, ataques cibernéticos, desmatamento e conflitos políticos ou armados, incluindo os conflitos em andamento entre a Rússia e a Ucrânia e entre Israel e o Hamas, sanções comerciais e outros eventos semelhantes, e seus desdobramentos, como inflação elevada, volatilidade nos mercados de commodities e mercados financeiros, variações cambiais, falta de liquidez nos mercados de capitais, entre outros. Nesse cenário, se os serviços impactados não puderem ser substituídos ou restabelecidos na região afetada, o fornecimento de energia elétrica aos nossos clientes poderá ser afetado ou interrompido e nossos resultados poderão ser afetados adversamente.

(f) seus clientes;

Certos clientes em nossa área de concessão de distribuição podem deixar de comprar energia de nosso negócio de distribuição.

Nosso negócio de distribuição gera grande parte de suas receitas com a venda de energia que compra de geradores. Grandes clientes de energia elétrica dentro da área geográfica de nossa concessão que atendem a certos requisitos regulatórios podem se qualificar como consumidores livres ("Consumidores Livres"). Um Consumidor Livre em nossa área de concessão de distribuição tem o direito de comprar energia diretamente de geradores e comercializadores de energia, e não por meio de nosso negócio de distribuição, caso em que tal Consumidor Livre deixaria de pagar ao nosso negócio de distribuição pela energia que era fornecida anteriormente, o que pode impactar adversamente nossas receitas.

Além disso, a ANEEL editou normas relacionadas à micro e minigeração distribuída, que facilitam a compra ou locação de equipamentos de geração de energia pelos clientes, especialmente módulos solares fotovoltaicos, para produção de energia para consumo próprio. Tal regulamentação foi revista após a adoção de um novo marco legal para a geração distribuída no Brasil (Lei Federal nº. 14.300/2022). A legislação foi recentemente regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023.

Se o número de clientes com micro e minigeração distribuídos dentro da área geográfica de nossa concessão aumentar, nossas receitas e resultados operacionais também poderão ser afetados adversamente.

Geramos uma parte de nossas receitas operacionais de Consumidores Livres que podem buscar outros fornecedores de energia ao rescindir seus contratos conosco.

Em 31 de dezembro de 2024, atendemos 1.529 Consumidores Livres por meio de nossa comercializadora de energia, que representaram aproximadamente 8,4% de nossa receita operacional consolidada e cerca de 18,0% do volume total de energia elétrica vendida. Tais Consumidores Livres poderão procurar outros fornecedores de energia após o término de seus contratos conosco, o que poderá afetar adversamente nossos resultados operacionais.

Se não conseguirmos desenvolver novas relações comerciais ou manter relacionamentos existentes em condições favoráveis, poderemos não ser capazes de oferecer determinados produtos e serviços a Consumidores Livres ou de oferecer preços e condições competitivos a Consumidores Livres, o que poderia afetar adversamente nossa condição financeira, resultados operacionais e fluxos de caixa. Não podemos assegurar que seremos capazes de substituir tais Consumidores Livres em tempo hábil e sem interrupção material de nossas operações, e a rescisão ou rescisão de qualquer contrato com Consumidores Livres, mesmo por razões além de nosso controle, pode ter um efeito adverso material em nossas operações e resultados operacionais e financeiros.

(g) setores da economia nos quais o emissor atue;

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas predominantes, que têm sido voláteis recentemente. O impacto da escassez de água e as consequentes medidas tomadas pelo governo para economizar energia podem ter um efeito material adverso em nossos negócios, na situação financeira e nos resultados operacionais.

Dependemos das condições hidrológicas predominantes em todo o Brasil e na região geográfica em que operamos. Segundo dados da ANEEL, aproximadamente 51,5% da capacidade instalada do Brasil atualmente é proveniente de usinas hidrelétricas. As condições hidrológicas em nossa região, e no Brasil em geral, estão frequentemente sujeitas a alterações devido a desvios não cíclicos na precipitação média.

Em períodos anteriores de baixa pluviosidade, o governo brasileiro reagiu às más condições hidrológicas buscando reduzir o consumo de energia elétrica dos consumidores finais por diversos meios, desde campanhas gerais para reduzir o consumo de energia até programas de racionamento. O efeito de campanhas para reduzir o consumo de energia não é previsível, tornando difícil para nosso negócio de distribuição estimar com precisão a quantidade de energia que precisa comprar para vender aos clientes finais. No caso de um programa de racionamento obrigatório, nosso negócio de distribuição seria prejudicado porque nossas receitas são parcialmente baseadas no volume de energia elétrica que fornecemos por meio de nossa rede de distribuição aos consumidores finais.

Com relação ao nosso negócio de geração, para compensar as más condições hidrológicas e manter níveis adequados de água nos reservatórios, o ONS pode determinar uma redução na geração de Usinas Hidrelétricas, que seria parcialmente compensada pelo aumento da geração de Usinas Termelétricas. Esse mecanismo de substituição da produção hidrelétrica pela produção termelétrica pode não fornecer toda a energia necessária para cumprir nossas obrigações nos termos dos contratos de fornecimento de energia existentes. Para compensar essa deficiência, nosso negócio de geração pode ser obrigado a comprar energia no mercado de curto prazo, geralmente a preços mais altos, e não poderíamos repassar esses custos aumentados. Este mecanismo impacta todas as empresas de geração no Brasil, independentemente da região geográfica em que um gerador específico está localizado ter baixo índice pluviométrico e pode ter um efeito material adverso em nosso negócio de geração.

Além disso, em um cenário extremo, dada a maior presença da geração térmica na matriz elétrica nacional, se ocorresse escassez de gás natural, isso aumentaria a demanda geral por energia hidrelétrica no mercado e, portanto, aumentaria o risco de instauração de um programa de racionamento.

Em relação ao nosso negócio de comercialização de energia, o efeito da volatilidade nas condições hidrológicas é aumentar a variação dos preços da energia, o que, por sua vez, aumenta a volatilidade do mercado de curto prazo, afetando nossos resultados operacionais. O Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”) é determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS e pela CCEE. Os preços médios de energia de curto prazo são calculados pela CCEE a cada hora e são definidos para cada região.

Quando há grande disponibilidade de recursos hidrológicos, o PLD tende a permanecer em níveis mais baixos, o que pode não ser suficiente para (i) cobrir os custos de geração dessa mesma energia (quando relacionados ao nosso negócio de geração) e (ii) cobrir o custo do contrato de compra e venda de energia em nosso negócio de comercialização de energia. Nesse cenário, os preços de energia de longo prazo também podem ser impactados e permanecer em patamares mais baixos, o que pode reduzir nossas margens ou não ser suficiente para cobrir os custos de geração dessa mesma energia. Por outro lado, caso a disponibilidade hidrológica seja afetada, os preços spot tendem a aumentar significativamente, além de impactar pontualmente o Generation Scaling Factor, o que pode impactar negativamente nossos custos de compra de energia, uma vez que o preço estabelecido no contrato de compra e a venda de contratos de energia pode não ser suficiente.

Podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado à vista a preços mais altos ou mais baixos e podemos não ter o direito de repassar quaisquer aumentos de custos ou perdas incorridas a nossos consumidores finais em tempo hábil ou de qualquer outra forma.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as distribuidoras de energia elétrica, inclusive nós, devem contratar, por meio de licitações realizadas pela ANEEL, 100% da demanda prevista de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão de distribuição. Os leilões em que as distribuidoras podem comprar energia são realizados até sete anos antes da efetiva entrega da energia elétrica. Não podemos garantir que nossas previsões de demanda de energia em nossa área de concessão de distribuição sejam precisas. Se nossas projeções ficarem aquém da demanda real de eletricidade, ou se não conseguirmos comprar energia por meio do mercado regulado devido à falta de oferta de energia no mercado, ou se uma empresa de geração deixar de entregar a energia que foi contratada anteriormente, podemos ser forçados a compensar o déficit celebrando contratos de curto prazo para comprar eletricidade no mercado spot, onde podemos pagar significativamente mais pela energia sem sermos capazes de repassar esses custos aumentados para nossos consumidores finais. Além disso, se subestimarmos nossas necessidades de energia de distribuição, podemos estar sujeitos a penalidades impostas pela CCEE. Além disso, se nossas projeções excederem a demanda real em mais do que a margem permitida (105% da demanda real), inclusive onde a demanda estiver reprimida devido a campanhas governamentais em resposta a más condições hidrológicas ou devido à redução da atividade econômica, poderemos não ser capazes de repassar aos nossos consumidores finais o custo do excesso de energia que compramos, ensejando perdas financeiras e afetando adversamente os nossos resultados.

Estamos sujeitos ao risco de crédito de uma contraparte nos contratos celebrados com a Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) e, em caso de inadimplência, podemos ter que vender ou comprar energia a um preço base diferente.

A Copel Comercialização está sujeita ao risco de crédito de uma contraparte. Quando a Copel Comercialização vende energia, as contrapartes dos contratos de compra de energia podem não cumprir suas obrigações contratuais, o que pode levar a Copel Comercialização a vender energia a um preço base diferente. Nos casos em que compramos energia, seja proveniente de projetos de geração de energia, em operação ou em construção, ou mesmo de comercialização de energia, as contrapartes vendedoras também podem inadimplir os respectivos contratos e, consequentemente, a Copel Comercialização pode ter que comprar energia a um preço diferente do preço base e estar sujeito às penalidades regulatórias impostas pela CCEE por insuficiência de garantias contratuais. Nossas análises de crédito e as garantias ou garantias fornecidas por nossas contrapartes em relação aos contratos de compra e venda de energia podem não ser suficientes para cobrir as perdas que sofreremos caso nossas contrapartes não cumpram suas obrigações de pagar ou entregar energia, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

Flutuações nas taxas de câmbio e a desvalorização do real podem afetar adversamente nosso lucro líquido e fluxo de caixa.

A moeda brasileira tem oscilado periodicamente no passado em relação ao dólar americano e outras moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2024, a taxa de câmbio do Real em relação ao dólar americano era de R\$ 6,19 para US\$ 1,00, depreciando 27,42% em comparação a 31 de dezembro de 2023. A desvalorização do real aumenta o custo de compra de eletricidade de Itaipu, hidrelétrica que é um de nossos principais fornecedores, que reajusta seus preços de energia elétrica com base, em parte, nos custos em dólares americanos. Adicionalmente, a depreciação geralmente restringe o acesso aos mercados de capitais internacionais e pode levar à intervenção do governo.

Ainda, nossa subsidiária Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) detém autorização do MME para importar energia da Argentina e do Uruguai. Adicionalmente, a Copel Comercialização possui autorizações concedidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para as atividades de (i) carregamento de gás natural; (ii) comercialização de gás natural; (iii) agente de comércio exterior. Nesse sentido, estaremos expostos a flutuações na taxa de câmbio em relação a qualquer importação de energia, bem como ao risco de flutuações na taxa de câmbio do mercado de gás natural, tendo em vista que parte dessas transações podem ser realizadas em moeda estrangeira.

As flutuações de câmbio podem aumentar os passivos e/ou diminuir os ativos decorrentes dessas operações, na medida em que obrigações de pagamento contratadas em moeda estrangeira podem ter o seu valor aumentado em caso de desvalorização do real frente à moeda de referência e vice-versa.

Estamos sujeitos a perdas não realizadas ou ganhos líquidos decorrentes da marcação a mercado de contratos de compra e venda de energia, que podem nos expor a riscos futuros de preço de energia.

Nossa subsidiária Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) negocia transações de compra e venda de energia, parte das quais são classificadas como instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo por meio de seus resultados. As perdas ou ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado desses contratos (diferença entre os preços contratados e os preços de mercado) são reconhecidos no resultado do exercício. Essa atividade pode expor nossos resultados às flutuações dos preços futuros de energia.

(h) regulação dos setores em que o emissor atue;

As regras de comercialização de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no mercado não regulado de eletricidade (mercado livre), por meio de nossas geradoras e comercializadoras. A comercialização de energia é afetada por mudanças na metodologia de cálculo do preço da energia no curto prazo (Preço de Liquidação das Diferenças, ou “PLD”). Atualmente, o PLD é determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nessa determinação, podem ocorrer erros de entrada de dados ou erros no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada no PLD e possíveis republicações futuras do PLD. Qualquer um desses eventos pode causar incerteza de mercado, redução da liquidez e perdas financeiras com variações inesperadas de preço. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD é calculado oficialmente para cada submercado por hora, conforme proposta da Comissão Permanente de Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), de acordo com o cronograma de implantação definido pela Portaria nº 301/2019 do Ministério de Minas e Energia (MME).

Qualquer mudança nas regras de comercialização de energia relacionada ao aumento das restrições à entrada de novos consumidores no Mercado Livre pode afetar nosso negócio de comercialização de energia, na medida em que o universo de potenciais clientes diminuiria, potencialmente diminuindo o volume possível de receitas advindas dessas operações.

Além disso, o excesso de oferta de energia no mercado, principalmente como resultado de novos projetos de energia e projetos de energia renovável incentivados, incluindo projetos de geração distribuída, pode causar uma queda nos preços de energia e impactar negativamente nosso negócio, com possibilidade de efeitos nas vendas de energia elétrica a consumidores finais, na venda de energia a distribuidores e no uso da rede principal de distribuição e transmissão.

A ANEEL pode nos penalizar por descumprir os termos de nossas concessões ou leis e regulamentos aplicáveis, e podemos não recuperar o valor total de nosso investimento se qualquer uma de nossas concessões for rescindida.

Nossas concessões têm prazos de 20 a 35 anos e podem ser prorrogadas se determinadas condições forem atendidas. Se deixarmos de cumprir qualquer termo de nossas concessões ou lei ou regulamentação aplicável, a ANEEL poderá nos impor penalidades, que podem incluir advertências, imposição de multas potencialmente substanciais e restrições às nossas operações, entre outras. A ANEEL também pode rescindir nossas concessões antes do término de seus prazos se deixarmos de cumprir suas disposições ou se eles determinarem que rescindir nossas concessões seria de interesse público, por meio de um processo de caducidade ou desapropriação. Em particular, nosso contrato de concessão de distribuição renovado contém métricas de qualidade e financeiras que se tornam mais restritivas ao longo do tempo e que devemos cumprir para garantir que nosso contrato de concessão de distribuição não seja rescindido. Se a ANEEL rescindir qualquer uma de nossas concessões antes do vencimento, não poderemos operar o(s) segmento(s) de nosso negócio que foram autorizados pela concessão. Além disso, qualquer compensação que possamos receber do governo brasileiro pela parcela não amortizada de nosso investimento pode não ser suficiente para recuperarmos o valor total de nosso investimento. A rescisão antecipada ou a não renovação de qualquer uma de nossas concessões ou a imposição de multas ou penalidades severas pela ANEEL podem ter um efeito material adverso em nossa situação financeira e resultados operacionais.

Estamos sujeitos a uma regulamentação abrangente de nossos negócios, o que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.

Nosso negócio está sujeito a extensa regulamentação por várias autoridades legais e reguladoras brasileiras, particularmente o MME e a ANEEL, que regulam e supervisionam vários aspectos de nosso negócio e aprovam nossas tarifas. Podemos ser obrigados a reduzir ou interromper a produção de energia (curtailment) de nossas usinas por ordem do Operador Nacional do Sistema (ONS), especialmente de fontes renováveis, como solar e eólica, quando a produção total de energia exceder a capacidade de carga do sistema de transmissão ou a carga do sistema elétrico. Mudanças nas leis e regulamentos que regem nossas operações podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Por exemplo, as tarifas que cobramos pela venda de energia elétrica a clientes cativos são determinadas de acordo com um contrato de concessão com o governo brasileiro por meio da ANEEL. As tarifas que cobramos de nossos clientes são determinadas de acordo com um contrato de concessão e de acordo com a regulamentação da ANEEL. Além disso, as decisões da ANEEL com relação às nossas tarifas podem ser contestadas por autoridades públicas ou por nossos clientes. Decisões administrativas e judiciais resultantes dessas contestações podem modificar as decisões da ANEEL desfavoravelmente a nós, o que pode afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Se quaisquer outras regulamentações ou novas leis forem aprovadas pelo governo brasileiro para reduzir os preços da energia elétrica, essas novas leis e regulamentos podem ter um efeito material adverso em nossos resultados operacionais.

Nossos equipamentos, instalações e operações estão sujeitos a inúmeras regulamentações ambientais e de saúde, que podem se tornar mais rigorosas no futuro e podem resultar em aumento de responsabilidades e maiores despesas de capital.

Nossas atividades de distribuição, transmissão e geração estão sujeitas a extensa legislação federal, estadual e municipal, bem como à supervisão de agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Esses órgãos poderiam tomar medidas de fiscalização contra nós por descumprimento de seus regulamentos e os requisitos estabelecidos para a manutenção de nossas licenças ambientais. Essas ações podem resultar, entre outras coisas, na imposição de multas, embargos e revogação de licenças, o que pode ter um efeito material adverso em nossa condição financeira e resultados operacionais. Também é possível que regulamentações ambientais e de saúde aprimoradas nos obriguem a alocar capital para cumprimento e, como resultado, desviar recursos de investimentos planejados. Tal desvio poderia ter um efeito material adverso em nossa situação financeira e resultados operacionais.

De acordo com a Convenção de Estocolmo sobre Poluentes Orgânicos Persistentes, a legislação brasileira exige que eliminemos o uso de bifenilas policloradas ('PCBs') em nossos equipamentos até 2025 e realizemos uma gestão ambientalmente correta desses líquidos contendo PCBs até 2028. Embora tenhamos removido a maioria dos equipamentos contendo PCBs de nossas operações, esse processo ainda está em andamento. Sua substituição inclui riscos aos quais estamos expostos até que o equipamento seja completamente substituído, incluindo o risco de contaminação durante a operação e a possibilidade de danos ou impactos devido à manutenção, bem como os custos adicionais envolvidos.

(i) países estrangeiros onde o emissor atue;

Não atuamos em países estrangeiros.

(j) questões sociais;

Nosso desempenho financeiro e operacional pode ser afetado negativamente por epidemias, desastres naturais e outras catástrofes que afetam a biodiversidade, a sociedade e a economia brasileira.

A eclosão de novas epidemias, desastres naturais e outras catástrofes em escala regional ou global, podem resultar, em graus variados, na queda do consumo nos segmentos comercial e industrial, bem como na volatilidade esporádica nos mercados internacional e/ou brasileiro, a adoção de medidas governamentais e privadas, incluindo restrições, no todo ou em parte, à circulação e transporte de pessoas, mercadorias e serviços e, conseqüentemente, o fechamento total ou parcial de estabelecimentos privados e repartições públicas, interrupções na cadeia de abastecimento e aumento da intervenção nas economias.

Esses eventos podem ter um efeito negativo e significativo na economia mundial e na economia brasileira, e incluir ou incluir uma redução no nível de atividade econômica; desvalorização e volatilidade da moeda; aumento do déficit fiscal e restrições ao investimento público; atrasos em processos judiciais, arbitrais e/ou administrativos; imposição, ainda que temporária, de tratamento tributário mais oneroso de nossas atividades comerciais; diminuição da liquidez disponível no mercado internacional e/ou brasileiro; e volatilidade no preço de matérias-primas e outros insumos, entre outros efeitos.

A ocorrência de qualquer um desses eventos e sua duração podem impactar a liquidez e o valor de mercado de nossas ações e gerar impactos negativos aos em nossas operações de negócios. Não podemos garantir que não ocorrerão surtos regionais e/ou globais de doenças transmissíveis e, caso ocorram, não podemos garantir que seremos capazes de evitar um impacto adverso em nossos negócios, operações e resultados financeiros.

(k) questões ambientais;

Estamos sujeitos a riscos relacionados aos impactos socioambientais de nossos empreendimentos.

A construção e operação de nossos ativos podem modificar o ecossistema, principalmente o estado natural dos recursos hídricos e da vegetação da bacia hidrográfica inundada, no caso das Usinas Hidrelétricas. Nossos projetos podem causar impactos diretos e indiretos nas comunidades locais, como o deslocamento de moradias. Eles podem afetar os resultados econômicos das comunidades locais, levar à perda de identidade cultural ou aumentar a demanda por serviços governamentais. Nesses casos, podemos ser obrigados a implementar planos específicos para minimizar, mitigar e sanear esses impactos, o que pode resultar em danos reputacionais e perdas financeiras para nossos negócios.

(l) questões climáticas, incluindo riscos físicos e de transição;

Estamos sujeitos a fatores climáticos e incertezas que podem afetar adversamente nossas operações e resultados.

Nossas operações de geração, transmissão e distribuição de energia estão sujeitas a fatores climáticos e incertezas relacionadas a eventos climáticos severos, principalmente ciclones, furacões, inundações, secas e incêndios. Esses eventos podem afetar os níveis mínimos de armazenamento de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas e levar à indisponibilidade de nossos sistemas de fornecimento de energia elétrica, resultando em penalidades por parte de órgãos reguladores, reclamações de consumidores, ações judiciais, custos para a restauração de sistemas, custos para a disponibilização de energia, e, portanto, afetar negativamente nossos resultados.

Além disso, nossas operações de parques eólicos estão sujeitas a fatores climáticos e a incertezas relacionadas à velocidade do vento. As autorizações que regem nossas atividades de geração de energia em parques eólicos estabelecem certas cláusulas de desempenho, que nos obrigam a gerar quantidades mínimas de energia em bases anuais e quadrienais de acordo com as quantidades de energia vendidas nos leilões correspondentes. O descumprimento dessas cláusulas pode impactar adversamente nossos resultados, tanto em razão da aplicação de penalidades, como da potencial perda de autorizações e custos para adquirir e disponibilizar a energia contratada.

Também estamos sujeitos aos impactos das incertezas relacionadas às mudanças climáticas, tais como (i) demanda por energia; (ii) precificação do carbono; e (iii) exigências regulatórias para redução de emissões.

Nossa Política de Gestão Integrada de Riscos classifica e categoriza os efeitos das mudanças climáticas que podem afetar nossas operações e estratégia de negócios, levando-nos a incorrer em custos financeiros da seguinte forma: (i) Riscos climáticos físicos - possibilidade de ocorrência de perdas causadas por eventos associados a frequentes e severos eventos climáticos (agudos) ou mudanças ambientais de longo prazo (crônicas), que podem estar relacionadas a mudanças nos padrões climáticos; e (ii) Riscos climáticos de transição - a possibilidade de ocorrência de perdas causadas por eventos associados ao processo de transição para uma economia de baixo carbono, em que a emissão de gases de efeito estufa é reduzida ou compensada e os mecanismos naturais de captura desses gases estão preservados.

Nos últimos anos ocorreram eventos climáticos críticos, que nos levam a promover pesquisas sobre cenários climáticos futuros decorrentes do aquecimento global em ativos de geração hidráulica (até 2100) e ativos de distribuição (até 2050). Se não conseguirmos identificar e incorporar adequadamente os riscos associados às mudanças climáticas em nossa estrutura de risco, medir, gerenciar e divulgar adequadamente os vários riscos financeiros e operacionais que podem resultar das mudanças climáticas, ou se não adaptarmos nossa estratégia e modelo de negócios em um ambiente regulatório e de mercado em constante mudança, podemos enfrentar um impacto adverso material em nossas taxas de crescimento de negócios, competitividade, lucratividade, requisitos de capital e condição financeira.

(m) outras questões não compreendidas nos itens anteriores:

O governo brasileiro tem influência significativa sobre a economia brasileira. As condições econômicas e políticas brasileiras - e a percepção dos investidores sobre essas condições - têm impacto direto em nossa operação.

Historicamente, a situação política do país influenciou o desempenho da economia brasileira, e as crises políticas afetaram a confiança dos investidores e do público, o que resultou em desaceleração econômica, rebaixamento das classificações de crédito do governo brasileiro e de emissores brasileiros e aumento da volatilidade das emissões estrangeiras de empresas nacionais.

Além disso, o governo brasileiro exerceu e continua exercendo influência significativa sobre a economia brasileira e frequentemente altera as políticas monetárias, fiscais, de crédito, cambiais e outras políticas para influenciar a economia brasileira. Nossos negócios, condição financeira, resultados operacionais e perspectivas podem ser afetados adversamente por mudanças nas políticas governamentais, bem como por outros fatores, incluindo, sem limitação:

- movimento e volatilidade da taxa de câmbio;
- inflação e mudanças na taxa de juros;
- políticas de controle do câmbio;
- política fiscal e mudança nas legislações tributárias;
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que possam afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controle sobre o fluxo de capital; e/ou
- limitação no comércio exterior.

Nos últimos anos, o Brasil tem enfrentado situações fiscais adversas e instabilidade política. O PIB brasileiro cresceu 3,4% em 2024, 2,9% em 2023 e 2022. A taxa de desemprego foi de 6,6% em 2024, 7,4% em 2023 e 9,3% em 2022. A inflação, divulgada pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), foi de 4,8% em 2024, 4,62% em 2023 e 5,79% em 2022. A taxa básica de juros (Selic) do Banco Central do Brasil foi de 13,25% em 31 de dezembro de 2024, 11,75% em 31 de dezembro de 2023 e 13,75% em 31 de dezembro de 2022. Desenvolvimentos econômicos, sociais e políticos futuros no Brasil podem afetar adversamente nossos negócios, situação financeira ou resultados operacionais, ou fazer com que o valor de mercado de nossos valores mobiliários diminua.

Mudanças ou incertezas quanto à implementação das políticas acima podem gerar ou contribuir para incertezas na economia brasileira. Isso aumentaria a volatilidade dos mercados de capitais domésticos e o valor dos títulos brasileiros negociados no exterior, e afetaria adversamente nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira.

Além disso, levando em consideração o sistema presidencialista brasileiro de governo e a considerável influência do poder executivo, não é possível prever se o atual governo terá um efeito adverso na economia brasileira e, conseqüentemente, em nossos negócios.

A inflação e as medidas governamentais para conter a inflação, principalmente aumentos nas taxas de juros, podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil e podem reduzir nossas margens e resultados

O Brasil experimentou no passado taxas de inflação extremamente altas. A taxa de inflação anual do Brasil, medida de acordo com a variação do Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna (IGP-DI), foi de 6,86% no ano de 2024, 3,30% no ano de 2023 e 5,03% no ano de 2022. O governo brasileiro já tomou medidas no passado para combater a inflação, como elevar a taxa básica de juros Selic para níveis elevados e especulações públicas sobre ações futuras do governo tem tido efeitos negativos significativos na economia brasileira. Embora nossos contratos de concessão prevejam reajustes anuais com base em índices de inflação, se o Brasil experimentar uma inflação substancial no futuro, e o governo brasileiro adotar políticas de controle da inflação semelhantes às adotadas no passado, nossos custos poderão aumentar mais rapidamente do que nossas receitas, nossas margens operacionais e líquidas podem diminuir. Como parte significativa de nossa dívida está sujeita à taxa CDI ou à correção monetária pelo IPCA, qualquer aumento da inflação ou nas taxas de juros resulta em aumento de nossas despesas financeiras. Taxas de juros mais altas também impactam negativamente os prazos e condições de nossos novos financiamentos. As pressões inflacionárias também podem reduzir nossa capacidade de acessar mercados financeiros estrangeiros e podem levar a mais intervenções do governo na economia, incluindo a introdução de políticas governamentais que podem afetar adversamente o desempenho geral da economia brasileira, ensejando a redução de nossas margens e impactando adversamente nossos resultados financeiros.

Acontecimentos negativos em outros países, especialmente nos Estados Unidos e em países em desenvolvimento, podem impactar negativamente o investimento estrangeiro no Brasil e o crescimento econômico do país.

A percepção de risco em outros países, incluindo Estados Unidos, China, União Europeia e países emergentes, como a Rússia, também pode impactar negativamente o preço de nossas ações. A reação dos investidores a eventos em outros países pode ter um efeito material adverso no valor de mercado dos valores mobiliários brasileiros, especialmente aqueles listados em bolsa. Crises nos Estados Unidos, na China, na União Europeia ou em países emergentes podem reduzir o interesse dos investidores em empresas brasileiras, inclusive nós. A economia dos EUA pode enfrentar incertezas com a adoção de tarifas comerciais em países como China, Canadá e México e suas medidas retaliatórias. Essas tarifas aumentam o preço dos produtos importados e podem pressionar a inflação à medida que são repassadas aos consumidores. Uma possível guerra comercial ameaça interromper as cadeias de suprimentos globais e aumenta o risco de uma recessão na economia dos EUA, o que teria efeitos cascata na economia mundial. Por exemplo, os preços das ações listadas na B3 têm sido historicamente afetados por flutuações nas taxas de juros dos EUA, bem como por variações nos principais índices de ações dos EUA. Eventos em outros países e mercados de capitais podem afetar adversamente o preço de mercado de nossas ações, na medida em que podem, no futuro, dificultar ou impossibilitar nosso acesso aos mercados de capitais e financiar investimentos em condições aceitáveis.

Historicamente, desenvolvimentos adversos em economias de mercados emergentes resultaram na percepção dos investidores de maior risco em investimentos em mercados como o Brasil. Tais percepções em relação aos países emergentes afetaram significativamente o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Além disso, embora as condições econômicas sejam diferentes em cada país, as reações dos investidores aos acontecimentos em um país podem impactar os preços dos valores mobiliários em outros países, inclusive no Brasil, e isso pode diminuir o interesse dos investidores nos valores mobiliários dos emissores brasileiros, inclusive os nossos.

Riscos geopolíticos externos ao mercado em que operamos e hostilidades militares, incluindo os conflitos em curso entre Rússia e Ucrânia e entre Israel e Hamas, bem como sanções econômicas impostas como resultado de tais conflitos, podem afetar adversamente nossos negócios.

Estamos sujeitos a riscos externos relacionados às nossas operações e à nossa cadeia de suprimentos. Os mercados globais estão experimentando volatilidade após a escalada das tensões geopolíticas, em particular em conexão com o conflito militar entre a Rússia e a Ucrânia. As sanções econômicas impostas pelos Estados Unidos, União Europeia, Reino Unido e outros países como consequência direta desse conflito podem impactar as cadeias de suprimentos, levar a perturbações no mercado, incluindo volatilidade significativa nos preços das commodities e no sistema financeiro global, inclusive por meio de instabilidade no mercado de crédito e de capitais. Esses fatores podem impactar adversamente nossos negócios e aumentar nossos custos e despesas e, consequentemente, impactar nossa situação financeira ou resultados operacionais. A escalada dos conflitos Rússia-Ucrânia e Israel-Hamas, e quaisquer outros conflitos que possam surgir, podem aumentar as tensões geopolíticas em todo o mundo e causar mais perturbações no comércio internacional, nas cadeias de abastecimento industriais e nos transportes, aumentar a volatilidade dos preços de mercado, com particular impacto no setor energético, bem como aumentar a incerteza regulatória e contratual, o que pode afetar adversamente nossos negócios.

Mudanças na legislação e regulamentação fiscal brasileira podem ter um efeito adverso sobre nós e nossos acionistas.

O governo brasileiro historicamente alterou as políticas fiscais de forma a impactar o setor elétrico e pode continuar a fazê-lo. Essas mudanças incluíram aumentos de alíquotas que afetam empresas de energia e, ocasionalmente, a imposição de impostos temporários para fins governamentais específicos. Se não pudermos ajustar adequadamente nossas tarifas, nossas operações podem ser afetadas negativamente.

Em 15 de dezembro de 2023, o Congresso Brasileiro aprovou uma reforma fiscal sobre o consumo (Emenda Constitucional no 132 – “EC 132”), que será implementada gradualmente durante um período de transição de 7 anos a partir de 2026. O EC 132 busca simplificar a estrutura tributária brasileira substituindo quatro impostos existentes (ICMS, ISS, PIS e COFINS) por dois novos impostos de valor agregado: o imposto estadual/municipal sobre bens e serviços (Imposto sobre Bens e Serviços – “IBS”) e a contribuição federal sobre bens e serviços (Contribuição sobre Bens e Serviços – “CBS”). O novo sistema de IVA tributará o consumo em vez de a produção e a receita. A IBS e a CBS foram regulamentadas pela Lei Complementar no 214, promulgada em 16 de janeiro de 2025 (“Lei Complementar no 214/25”). Como regra, as mesmas taxas IBS e CBS podem se aplicar a todos os bens e serviços, incluindo direitos, sejam eles fornecidos por meio de uma aquisição local ou transação de importação. As taxas reais para IBS e CBS estão sujeitas a sub-regulamentações que ainda devem ser determinadas (que devem ocorrer durante 2025), mas estão projetadas para atingir até 28%, potencialmente a taxa de IVA mais alta globalmente. O EC 132 também introduz um imposto sobre penalidade, o imposto federal sobre consumo (Imposto Seletivo – “IS”), para desencorajar o consumo de bens e serviços prejudiciais à saúde humana e ao meio ambiente. Formamos um grupo de trabalho para avaliar os possíveis impactos e riscos dessas mudanças em nossos resultados financeiros. O grupo concluiu que os impactos diretos sobre nós provavelmente serão baixos, dadas as tarifas regulamentadas e os contratos bilaterais em nosso mercado.

Além disso, o governo brasileiro está considerando mudanças em 2025 nos impostos sobre a renda, especialmente em relação à possibilidade de impor tributação sobre dividendos.

Em fevereiro de 2023, o Supremo Tribunal Federal (“STF”) emitiu uma decisão reconhecendo a possibilidade de reverter sentenças finais emitidas pelos tribunais brasileiros em questões fiscais se o STF posteriormente alterar sua interpretação da legislação e regulamentação fiscal. Embora o impacto dessa decisão não seja relevante para nossos negócios, a emissão de decisões judiciais semelhantes com efeito imediato sobre questões fiscais decididas em julgamentos finais pode afetar nossos negócios no futuro. Isso pode nos expor a passivos fiscais imediatos se o STF mudar sua posição sobre questões fiscais envolvendo nossos negócios.

Abaixo encontram-se listados os 5 (cinco) principais fatores de risco considerados pela Companhia, dentre aqueles enumerados no campo 4.1, independentemente da categoria em que estejam inseridos:

1. Falhas em nossos controles de segurança cibernética ou divulgação não autorizada de informações, bem como o não cumprimento das leis existentes de privacidade e segurança de dados podem afetar adversamente nossos negócios e reputação, incluindo o risco de interrupção no fornecimento de energia e suspensão das operações.
2. Interrupções nas operações ou deterioração da qualidade dos nossos serviços podem ter um efeito adverso em nossos negócios, situação financeira, reputacional e resultados operacionais.
3. Estamos sujeitos a uma regulamentação abrangente de nossos negócios, o que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.
4. Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas predominantes, que têm sido voláteis recentemente. O impacto da escassez de água e as consequentes medidas tomadas pelo governo para economizar energia podem ter um efeito material adverso em nossos negócios, na situação financeira e nos resultados operacionais.
5. Somos amplamente dependentes da economia do Estado do Paraná.

Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de clientes ou contrapartes em instrumentos financeiros, resultantes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e equivalentes de caixa (a)	4.161.939	5.634.623
Títulos e valores mobiliários (a)	529.708	495.495
Cauções e depósitos vinculados (a)	9	9
Clientes (b)	4.078.882	3.866.429
Ativos financeiros setoriais (c)	—	30.946
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	2.610.731	1.954.679
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	821.804	792.741
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (e)	75.425	71.835
Outros investimentos temporários (f)	30.603	31.728
	12.309.101	12.878.485

* As informações das tabelas estão em milhares de reais.

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

(b) Risco de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão das contas a receber, detectando clientes com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.

(c) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos atrelados aos Ativos e passivos financeiros setoriais e aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio de tarifa de energia elétrica de distribuição.

(d) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.

(e) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR, para fins de indenização. Em julho de 2021 foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021, posteriormente abarcada pela Resolução Normativa nº 1027/2022, na qual disciplinou-se a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. Em 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais para as UHEs Governador Parigot de Souza – GPS e Mourão – MOU, que estão em fiscalização por parte da Aneel, conforme descrito na NE nº 9.3. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.

(f) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado, e os riscos inerentes ao investimento em startups, monitorados por meio de avaliação de riscos tecnológicos e de mercado, e gestão de expectativas de crescimento.

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 suas obrigações financeiras nas datas previstas de vencimento.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. 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-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2029, repetem-se os indicadores de 2028 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
31.12.2024							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	41.142	681.322	990.756	2.717.667	3.082.966	7.513.853
Debêntures	NE nº 20	198.579	5.755	3.138.439	8.761.862	6.801.259	18.905.894
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.568	19.158	96.944	771.456	1.977.517	2.874.643
Fornecedores	—	2.058.249	334.366	18.482	55.706	—	2.466.803
Pert	Selic	5.604	11.315	52.803	330.143	7.618	407.483
Parcelamento ICMS	Selic	—	2.620	3.065	7.468	—	13.153
Passivos financeiros setoriais	Selic	78.712	159.821	763.484	174.342	—	1.176.359
Passivo de arrendamentos	NE nº 24	1.863	3.760	17.000	62.787	300.277	385.687
		2.393.717	1.218.117	5.080.973	12.881.431	12.169.637	33.743.875

^a Taxa de juros efetiva - média ponderada.

* As informações das tabelas estão em milhares de reais.

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

Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

(a) Risco cambial - dólar norte-americano

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos e/ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra e venda de energia de Itaipu é repassado nos reajustes tarifários da Copel Distribuição. A Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus empréstimos e financiamentos expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) / IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera o saldo atualizado com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 6,00) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2025 do Relatório Focus do Bacen. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

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

* As informações das tabelas estão em milhares de reais.

(b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas, por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores, que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) / IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável a Companhia considera os saldos atualizados com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 15,00%, IPCA - 5,50%, IGP-M - 5,00% e TJLP - 8,79%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2024 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP que considera projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

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

* As informações das tabelas estão em milhares de reais.

A Companhia e suas controladas e coligadas são parte em diversos processos no desenvolvimento normal de suas atividades. Para os fins deste item 4.4, foram considerados como processos individualmente relevantes aqueles processos judiciais ou procedimentos administrativos em que a Companhia e/ou suas controladas figuram no polo passivo ou no polo ativo e no âmbito do qual uma decisão desfavorável para a Companhia ou sua controladas ou coligadas em questão possa gerar uma perda e que: (i) tenham valor individual igual ou superior a R\$25 milhões, que corresponde ao valor estipulado pela administração da Companhia para fins de controles internos, divulgação nas Demonstrações Financeiras Anuais e Informações Financeiras Trimestrais, considerando a natureza e o volume de suas operações; e/ou (ii) individualmente possam vir a impactar negativamente as operações ou a imagem da Companhia ou de suas controladas, independentemente do valor envolvido.

A Companhia Paranaense de Energia apresenta a seguir uma breve descrição dos processos mais relevantes em que figura como parte na data base de 31 de dezembro de 2024, segregados por sua natureza.

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5017128-81.2019.4.04.7000 (Pasta 006958)		
Juízo	2ª VARA FEDERAL DE CURITIBA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	12/04/2019	
Partes no processo	Autor	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
	Réu	UNIAO FEDERAL (FAZENDA NACIONAL)
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 31.514.819,51 Remoto: 0,00	
Principais fatos	Ação ordinária em que a Copel requer o reconhecimento da ausência de responsabilidade solidária relativamente aos débitos constantes da NFLD 35.273.871-5, condenando a União a se abster de realizar a cobrança dos valores em face da Copel; a declaração da inexistência de qualquer débito da Copel frente à União por força da NFLD nº 35.272.871-5; o reconhecimento dos defeitos apontados no processo administrativo instaurado e a declaração da invalidade do processo e da cobrança pretendida pela Fisco; e o reconhecimento da existência de cobranças descabidas e incompatíveis com a legislação aplicável, anulando-se a NFLD ou, ainda, reduzindo-se o seu montante para excluir os valores considerados inexigíveis. Houve sentença, julgando PARCIALMENTE PROCEDENTE O PEDIDO para reconhecendo a responsabilidade solidária da COPEL, acolher o pedido sucessivo referente a readequar a NFLD 35.273.871-5, excluindo do lançamento tributário todos os valores de destaque do ICMS e dos serviços que caracterizaram a cessão da mão-de-obra e, atento à Perícia por amostragem, facultando ao autor trazer todas as Notas Fiscais compreendidas no período do lançamento para a reavaliação, em regular liquidação de sentença, nos termos da fundamentação. A COPEL e a União Apelaram.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença de parcial procedência, determinando uma nova perícia em liquidação, para apuração do valor considerando as exclusões apontadas.	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero).	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 35.273.876-6 (Pasta 007558)		
Juízo		4ª VARA FEDERAL DE CURITIBA
Instância		1ª Instância
Data da instauração		19/06/2001
Partes no processo	Autor	INSS - INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDADE SOCIAL
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 55.243.806,68
Principais fatos		Trata-se de Notificação Fiscal de Lançamento - NFLD, proposta com a finalidade de obter contribuição previdenciária da Copel, incidente sobre a retenção pela tomadora de serviços mediante cessão de mão-de-obra. Julgado pelo CARF de forma desfavorável Houve judicialização via ação anulatória (5052990-40.2024.4.04.7000) e execução fiscal. União contestou e processo se encontra com prazo para impugnação a contestação. Caso dependerá de perícia.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Decisão do CARF: É devida a retenção da contribuição previdenciária pela empresa contratante dos serviços executados mediante cessão de mão-de-obra ou empreitada. Há liminar para manutenção da regularidade fiscal mediante seguro garantia
Estágio do processo		Em fase judicial na Justiça Federal
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável (neste caso igual a zero)
Percentual de Contingenciamento		Copel: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0000286-09.2004.8.16.0004 (Pasta 020670)		
Juízo	4ª TURMA DO STJ	
Instância	STJ	
Data da instauração	15/09/2004	
Partes no processo	Autor	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
	Réu	ESCRITÓRIO XAVIER DE ADVOCACIA S/C
Valor envolvido em R\$	Provável: 11.078.422,63 Possível: 0,00 Remoto: 26.780.402,75	
Principais fatos	Ação Declaratória de Nulidade proposta pela COPEL em 2004 pleiteando a declaração de nulidade de 2 (dois) contratos de prestação de serviços advocatícios em que contratou o Escritório Xavier de Advocacia (doravante EXA), em 25/10/2001, para defendê-la administrativa e/ou judicialmente em face de Autos de Infração da Receita Federal. A pretensão da COPEL foi rejeitada com trânsito em julgado em 11/02/2016. O STJ deu parcial provimento ao recurso especial do EXA reconhecendo-lhe o direito ao recebimento da parcela de êxito, de 5%, e desde então debate-se o valor da remuneração do Escritório (condenação). Em 12/2024 o Contador Judicial certificou que o cálculo da Copel observou os parâmetros da decisão exequenda. A EXA segue impugnando o cálculo.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	23/10/2012: TJPR deu parcial provimento à apelação da COPEL para declarar a nulidade dos contratos, mas reconheceu o direito do EXA aos valores contratados, exceto multa rescisória e percentual de êxito (mov. 1.53) 16/12/2015: STJ deu parcial provimento ao recurso especial do EXA (Recurso Especial nº 438.408/PR), reconhecendo-lhe o direito ao recebimento da parcela de êxito, de 5% (mov. 14.2)	
Estágio do processo	27/02/2025: aguardando decisão sobre a impugnação do EXA (mov. 318) ao cálculo judicial (mov. 316)	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia, pois o valor deverá ser pago ao EXA.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0000306-34.2000.8.16.0038 (Pasta 014938)		
Juízo	1ª VARA CÍVEL DE FAZENDA RIO GRANDE	
Instância	1ª Instância/Arquivado	
Data da instauração	03/08/2000	
Partes no processo	Autor	MINISTÉRIO PÚBLICO DO ESTADO DO PARANÁ
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA COMPANHIA DE DESENVOLVIMENTO FAZENDA RIO GRANDE e outros
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 156.119.946,99	
Principais fatos	Ação Popular visando anulação de ato jurídico relativo a pretensas irregularidades na compra de áreas pela Companhia de Desenvolvimento - CODEF, da qual a COPEL detém participação mínima. Processo em fase de produção de provas, pendente realização de prova pericial.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença reconheceu a prescrição da pretensão autoral arguida pela Copel, e extinguiu o processo com resolução de mérito, nos termos do art. 21 da Lei 4.717/65 c/c art. 487, II, do CPC. Em face desta decisão não houve interposição de recurso pelo Ministério Público, tendo sido certificado o trânsito em julgado, com consequente arquivamento do processo em 14/01/2025	
Estágio do processo	Arquivamento do feito em 14/01/2025.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Relevância devido ao valor envolvido enquanto em andamento.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	Sem impacto em razão do encerramento com êxito e trânsito em julgado.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 1783500-95.2006.5.09.0008 (Pasta 026573)		
Juízo	6ª TURMA DO TST	
Instância	TST	
Data da instauração	18/10/2006	
Partes no processo	Autor	SINTEC - SIND DOS TECNICOS INDUSTRIAIS NO ESTADO DO PARANA FRANCISCO CUSTODIO DA ROSA MARCO TULIO VANIN NATALINO MESSIAS DOS SANTOS SERGIO BARADEL MENDES
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 28.699.279,63 Remoto: 1.228.465,97	
Principais fatos	Reconhecimento da aplicação do divisor 200 e respectivos reflexos.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	As principais decisões reconhecem a aplicação do divisor 200 e o pagamento dos respectivos reflexos.	
Estágio do processo	O processo está sobrestado em razão da análise da aplicação da repercussão geral nº 1046 e aguarda a análise pelo Tribunal Superior da referida aplicação.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia, porém por ser um processo de chance de perda possível ou remota, ou seja, com menos de 50% de chance de ocorrer, a Companhia não contabilizou uma provisão, seguindo o disposto no CPC 25.	
Valor provisionado	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 0006130-95.2008.8.16.0004 (Pasta 037024)		
Juízo		1ª VICE-PRESIDÊNCIA DO TJPR
Instância		2ª INSTÂNCIA
Data da instauração		05/07/2008
Partes no processo	Autor	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
	Réu	MUNICÍPIO DE CURITIBA
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 184.047.756,25 Remoto: 0,00
Principais fatos		Suspensão da exigibilidade do IPTU sobre os imóveis vinculados à concessão no município de Curitiba e expedição de certidão de regularidade fiscal do município. Imunidade tributária sobre bens públicos, vinculação à concessão, expedição de CND ou CPEN. Pedidos: 1) Antecipação de tutela para suspender a exigibilidade do IPTU e ordenar a expedição de certidão de regularidade fiscal. 2) Declaração de inexistência de relação jurídica que dê ensejo à incidência do IPTU sobre os imóveis vinculados à concessão da Copel e situados em Curitiba.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Foi sentenciado o processo desfavoravelmente à Companhia, ao entendimento de que ela não goza de imunidade tributária, por ser voltada ao lucro e distribuição de dividendos (Tema 508 do STF). Essa sentença foi reformada pelo TJPR, afastando-se a aplicação do Tema/STF 508, considerando decisões recentes do STF. Município apresentou REsp que não teve seguimento e RExt que aguarda remessa para o STF.
Estágio do processo		Em sede recursal (Recurso Extraordinário - STF)
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia, porém por ser um processo de chance de perda possível, ou seja, com menos de 50% de chance de ocorrer, a Companhia não contabilizou uma provisão, seguindo o disposto no CPC 25.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 70,69% Copel GET: 29,31%

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0004127-02.2010.8.16.0004 (Pasta 044973)		
Juízo	3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	04/03/2010	
Partes no processo	Autor	IESA - PROJETOS EQUIPAMENTOS E MONTAGENS S.A.
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 87.123.866,28	
Principais fatos	Trata-se de demanda ajuizada em 2010 por IESA em face da COPEL-GET, por meio da qual requereu declaração de ilegalidade de multas e sua restituição, com correção e juros, de contrato firmado em 2004, bem como, pagamento de atrasos em boletins de medição; retenção indevida de IPI; recomposição de prejuízos suportados com aquisição de mão-de-obra/ equipamentos. Foram produzidas perícias de engenharia e contábil, e concluída a instrução com prova testemunhal. Processo em discussão sobre a competência.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0006992-32.2009.8.16.0004 (Pasta 046631)		
Juízo	1ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	14/08/2009	
Partes no processo	Autor	IESA - PROJETOS EQUIPAMENTOS E MONTAGENS S/A
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO
Valor envolvido em R\$	Provável: 602.802,44 Possível: 34.318.342,55 Remoto: 9.858.310,61	
Principais fatos	Trata-se de demanda ajuizada em 2009 por IESA em face da COPEL-GET, por meio da qual requereu declaração de ilegalidade de multas e sua restituição, com correção e juros, de contrato firmado em 2004, bem como, pagamento de atrasos em boletins de medição; reajuste contratual; retenção indevida de IPI; recomposição de prejuízos suportados com aquisição de equipamentos. Foi produzida perícia contábil e está na pendência da perícia de engenharia.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 88,91% Copel GET: 11,09%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0001415-73.2009.8.16.0004 (Pasta 046708)		
Juízo	4ª CÂMARA CÍVEL DO TJPR	
Instância	2ª INSTÂNCIA - CONFLITO DE COMPETÊNCIA	
Data da instauração	08/06/2011	
Partes no processo	Autor	IESA - PROJETOS EQUIPAMENTOS E MONTAGENS S/A
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 1.435.111,80 Remoto: 24.731.464,67	
Principais fatos	Trata-se de ação ajuizada em 2009 em face da Copel Geração e Transmissão, narrando, em síntese, que firmou com a Copel Contrato em 2004, tendo como objeto o fornecimento e montagem de materiais e equipamentos eletromecânicos para o denominado Empreendimento Palmas, compreendendo a implantação da subestação Palmas 138kV, no município de Palmas, a ampliação das subestações de Clevelândia 138kV e Guatupê 138kV, respectivamente nos municípios de Clevelândia e São José dos Pinhais e a desmontagem das subestações Palmas 34,5kV e Caigang 34,5kV, no município de Palmas, bem como a elaboração de projetos e a execução de obras civis, além do fornecimento de todos os materiais de construção e a entrega do mencionado objeto em condições de entrada em operação, pelo que requereu a declaração de ilegalidade de multas e a condenação da Copel ao pagamento de valores supostamente devidos. Foram produzidas provas periciais de engenharia e contábil. O Juízo suscitou conflito de competência.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Regulatório Nº.: 0026725-92.2009.4.01.3800 (Pasta 048788)		
Juízo	3ª VARA FEDERAL DE BELO HORIZONTE	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	14/10/2010	
Partes no processo	Autor	ADIC – ASSOCIAÇÃO DE DEFESA DE INTERESSES COLETIVOS
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO E OUTROS (45)
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 603.423.708,16	
Principais fatos	Ação Coletiva proposta pela ASSOCIAÇÃO DE DEFESA DE INTERESSES COLETIVOS – ADIC – em face da ANEEL, da UNIÃO, da COPEL DIS e outras 44 distribuidoras de energia elétrica pleiteando a devolução dos valores supostamente pagos a maior em virtude de alegado erro na metodologia de cálculo do reajuste tarifário aplicado sobre as faturas de energia nos anos de 2002 a 2009. Em 2011 houve decisão pela exclusão das Distribuidoras. Em 2017 foi proferida sentença extinguindo o processo sem resolução de mérito em razão da perda superveniente do objeto, consistente na alteração da metodologia de cálculo da tarifa realizada pela ANEEL por meio do Despacho ANEEL n. 245/2010. As partes vencidas recorreram da sentença em 2019.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	17/06/2011: Distribuidoras excluídas do processo 05/04/2017: sentença reconheceu a perda superveniente do objeto da ação, tendo em vista a assinatura de termo aditivo aos contratos de concessão em março de 2010, alterando-se a redação da cláusula sétima, sendo implementada a neutralidade da parcela A. A ação foi extinta, sem resolução do mérito, nos termos do art. 485, VI do NCP.	
Estágio do processo	27/02/2025: aguardando julgamento das apelações (aguardando também prejudicial julgamento do Agravo de Instrumento nº 0060141-34.2011.4.01.0000, que está concluso desde 15/04/2024)	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia, porém por ser um processo de chance de perda classificada como remota, ou seja, com menos de 50% de chance de ocorrer, a Companhia não contabilizou uma provisão, seguindo o disposto no CPC 25.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Civil Nº.: 0000166-53.2011.8.16.0122 (Pasta 052473)		
Juízo		Superior Tribunal de Justiça
Instância		Recursal
Data da instauração		23/02/2011
Partes no processo	Autor	MINERADORA TIBAGIANA LTDA
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL - CECS
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 327.027.036,01
Principais fatos		Alega a requerente que o CECS, para a instalação do canteiro de obras para futura instalação da UHE Mauá, utiliza área concedida a ela por meio de Decreto de Lavra para extração de diamantes. Busca a suspensão das obras, suspensão da licenças de supressão vegetal, e indenização. Sentença favorável à Companhia, proferida em 02/2021 que julgou improcedente a ação sem resolução do mérito ante a falta de interesse de agir do autor. Processo segue em grau de recurso.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Em 2021 foi proferida sentença totalmente desfavorável à Mineradora, tendo sido julgado improcedente o pedido. Em 2022 o TJPR manteve a sentença, pois por meio da Portaria nº 479/2016, o Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral do Ministério de Minas e Energia, por entender que o Plano de Aproveitamento Econômico apresentado pela Mineradora Tibagiana Ltda. foi mal formulado, e que, portanto, a concessão de lavra foi ilegalmente concedida, reconheceu a nulidade da Portaria de Lavra nº 280/2009, que autorizava a autora a lavrar diamante industrial nos Municípios de Ortigueira e Telêmaco Borba.
Estágio do processo		Em fase recursal – Agravo Interno perante o STJ
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor total envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável.
Percentual de Contingenciamento		Copel GET: 51,00%

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5015930-53.2012.4.04.7000 (Pasta 055747)		
Juízo	1ª TURMA DO TRF4	
Instância	2ª Instância	
Data da instauração	16/04/2012	
Partes no processo	Autor	UNIAO - FAZENDA NACIONAL
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$	Provável: 119.431.345,50 Possível: 0,00 Remoto: 0,00	
Principais fatos	Trata-se de execução Fiscal ajuizada pela União (CDA 90.6.11.018367-09) referente à cobrança do valor principal de COFINS (R\$ 48.814.100,82) em relação ao período de apuração de agosto de 1995 até dezembro de 1996. O processo foi suspenso para análise dos embargos à execução. Os embargos à execução (Autos nº. 5022933-59.2012.4.04.7000) foram julgados improcedentes e a apelação da Copel foi desprovida. Houve a interposição de recurso especial, sendo que o STJ anulou o acórdão por não analisar recurso de embargos de declaração. O TRF4 analisou o recurso de embargos de declaração da Copel, com a sua rejeição. A Copel apresentou recurso especial e recurso extraordinário, que aguardam o juízo de admissibilidade pelo TRF4. O processo é patrocinado pelo escritório Marins Bertoldi.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	O TRF não acolheu a tese de que a extinção do crédito tributário eventualmente constituído pela entrega da DCTF na forma do art. 156, inciso X, do Código Tributário Nacional (decisão judicial passada em julgado), torna imprescindível a constituição de novo crédito tributário, relativo aos fatos geradores de 1995 e 1996, por meio de lançamento de ofício, ao fundamento de que os efeitos ex tunc da desconstituição da decisão judicial são amplos, abarcando as relações jurídicas que se formaram, se modificaram ou se extinguíram em decorrência da decisão judicial.	
Estágio do processo	Em fase recursal no TRF4 (para possível remessa ao STJ e STF).	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido e risco de perda.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0000166-53.2011.8.16.0122 (Pasta 061328)		
Juízo	INSTITUTO AMBIENTAL DO PARANÁ	
Instância	Administrativa	
Data da instauração	21/06/2013	
Partes no processo	Autor	INSTITUTO ÁGUA E TERRA - IAT
	Réu	CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL - CECS
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 64.023.672,42 Remoto: 0,00	
Principais fatos	Auto de Infração Ambiental contra o Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, por deixar de efetuar a reposição florestal obrigatória no Reservatório da UHE Mauá, nos municípios de Ortigueira e Telêmaco Borba. Após defesa administrativa e alegações finais o auto de infração foi mantido. O CECS apresentou recurso administrativo em face de tal decisão. Atualmente, aguarda-se o julgamento do recurso administrativo pela SEMA.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Aguardando decisão em sede de recurso administrativo	
Estágio do processo	Em fase administrativa recursal	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido e possível dano de imagem considerando a natureza do procedimento.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco possível	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 51,00%	

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0000314-78.2014.5.09.0001 (Pasta 066026)		
Juízo	1ª VARA DO TRABALHO DE CURITIBA	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	07/03/2014	
Partes no processo	Autor	SIND EMP CONC SER GER TRANS DIS COM ENER CURITIBA – SINDENEL I. P. P. L. R. L. A. Z. B. J. M. G. N. N. S. S. H.
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO
Valor envolvido em R\$	Provável: 461.191,52 Possível: 1.321.542,69 Remoto: 25.472.471,26	
Principais fatos	Ação coletiva ajuizada pelo Sindenele pleiteando o reconhecimento da natureza salarial do auxílio alimentação a partir da sua implantação no PAT para os substituídos que estavam na Copel em dezembro/1996, e, a condenação ao pagamento dos respectivos reflexos, sob o fundamento de que houve alteração contratual em prejuízo ao trabalhador.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Reconhecimento da natureza salarial do auxílio alimentação a partir da sua implantação no PAT, e, a condenação ao pagamento dos respectivos reflexos, sob o fundamento de que houve alteração contratual em prejuízo ao trabalhador.	
Estágio do processo	A ação coletiva já transitou em julgado e aguarda o ajuizamento de todas as ações de cumprimento dos substituídos do Sindenele que se enquadram na decisão judicial.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e estágio do processo, embora o risco de perda da parcela mais significativa seja classificado como remoto. Ação de Administrador ou Ex-Administrador	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 57,58% Copel GET: 25,63% Copel: 2,47% Copel COM: 0,29%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5026282-31.2016.4.04.7000 (Pasta 078139)		
Juízo	SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL	
Instância	STF	
Data da instauração	27/02/2015	
Partes no processo	Autor	UNIAO - FAZENDA NACIONAL
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$	Provável: 24.399.449,09 Possível: 10.013.365,00 Remoto: 0,00	
Principais fatos	Trata-se, na origem, de Execução Fiscal nº. 50262823120164047000 relativa à cobrança de multa de mora de 20% e de juros de mora incidentes sobre débitos de COFINS supostamente constituídos por DCTF nos anos de 1995 e 1996. O mérito é discutido no processo de Embargos à Execução Fiscal nº 5048251-05.2016.4.04.7000, os quais foram julgados improcedentes. Os Embargos à Execução apresentados pela COPEL foram desprovidos, o que ensejou a interposição de recurso de apelação que também foi desprovido. O processo se encontra no STF aguardando a análise de recurso da COPEL. Processo é patrocinado pelo escritório Marins Bertoldi.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	A decisão do TRF4 foi pela preservação do crédito, extirpando-se da execução a porção indevida, ao entendimento de que a cláusula do devido processo legal é atendida satisfatoriamente quando a norma processual possibilita que o contribuinte submeta a decisão que lhe foi desfavorável a um juízo de revisão com ampla devolutividade, inexistindo qualquer exigência constitucional no sentido da criação de mais de uma instância recursal. É legal e constitucional a cobrança do encargo de 20% previsto no Decreto 1.025, de 1969.	
Estágio do processo	Em grau recursal no STF	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido, classificação de risco de perda e estágio recursal.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5018100-51.2019.4.04.7000 (Pasta 078540)		
Juízo		SUPREMO TRIBUNAL FEDERAL
Instância		STF
Data da instauração		27/02/2015
Partes no processo	Autor	DELEGACIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$		Provável: 23.005.324,25 Possível: 11.081.780,29 Remoto: 0,00
Principais fatos		Termo de início de fiscalização; Tributo: IRPJ e IOF; Período de apuração de janeiro a dezembro de 2011. O processo administrativo encerrou-se desfavoravelmente à Companhia, que então ajuizou ação anulatória nº 5018100-51.2019.4.04.7000, em trâmite perante a 2ª Vara Federal, em 16 de abril de 2019. A sentença foi de improcedência, seguida de recurso de apelação protocolado em 05 de março de 2021. Em 27/07/2024, o TRF4 julgou parcialmente procedente o recurso de Apelação da COPEL, no sentido de afastar a multa isolada, com base no art. artigo 15 da Lei 14.689/2023, considerando que o julgamento na esfera administrativa foi definido em favor da Fazenda Pública pelo voto de qualidade. A COPEL e a União recorreram por meio de REsp. O processo se encontra em prazo para contrarrazões.
Resumo das decisões de mérito proferidas		A sentença entendeu que os juros e despesas financeiras pagas pela COPEL (Holding) foram desnecessários ou não dedutíveis, pelo fato de haver, no mesmo período, vigência de contrato de mútuo com a S.I. DIS, com previsão de encargos menores. O acórdão entendeu da mesma forma, apenas alterou o critério de cálculo dos honorários em favor da União e, por outro lado, afastou a multa aplicada contra a COPEL no auto de infração cuja anulação é objeto da ação.
Estágio do processo		Em fase recursal
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido, classificação do risco de perda e estágio do processo.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Regulatório Nº.: 5039903-61.2017.4.04.7000 (Pasta 084429)		
Juízo		1ª VARA FEDERAL DE CURITIBA
Instância		1ª INSTÂNCIA
Data da instauração		15/09/2017
Partes no processo	Autor	COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.
	Réu	ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELETRICO
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 29.980.886,17
Principais fatos		Ação proposta pela COPEL DIS em 2017 pleiteando a declaração de nulidade de penalidade apurada pela ONS e lhe aplicada pela ANEEL, consistente na cobrança do valor de R\$ 18.921.828,22, a título de parcela de ineficiência por sobrecontratação, (PIS), decorrente da não utilização por esta distribuidora, no período de 2011 a 2014, de pelo menos 90% do montante do uso do sistema de transmissão (MUST) contratado para alguns pontos de conexão do seu sistema de distribuição de energia. Foi concedida antecipação de tutela pleiteada pela COPEL para suspender "a exigibilidade da multa, e em 2018 a sentença julgou PROCEDENTES os pedidos da COPEL. Em 2024 o TRF4 deu provimento aos recursos de apelação da ANEEL e do ONS. A discussão segue em grau recursal
Resumo das decisões de mérito proferidas		A sentença julgou PROCEDENTES os pedidos da COPEL e reconheceu a nulidade do processo administrativo nº 48500.004163-2015-4, sendo que o TRF4 deu provimento aos recursos de apelação da ANEEL e do ONS para julgar improcedentes os pedidos da COPEL.
Estágio do processo		27/02/2025: em curso prazo para interpor recurso especial para a Copel
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 100,00%

Processo Judicial de natureza D. Patrimonial Nº.: 0001344-73.2015.8.16.0194 (Pasta 087314)		
Juízo	8ª CÂMARA CÍVEL DO TJPR	
Instância	2ª Instância	
Data da instauração	12/02/2014	
Partes no processo	Autor	BANCO DO NORDESTE DO BRASIL S.A.
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: 30.846.048,06 Possível: 3.910.894,68 Remoto: 0,00	
Principais fatos	Trata-se de ação ordinária de cobrança de valores, sob a alegação de que houve pagamento a terceiro de indenização por desapropriação em desfavor dos direitos do credor hipotecário. A sentença de mérito reconheceu a procedência do pedido, e a COPEL interpôs apelação ao Tribunal de Justiça do Estado do Paraná.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	A sentença reputou que o pagamento da indenização fundiária não observou o direito do credor hipotecário, condenando a Copel ao pagamento do valor correspondente à desapropriação diretamente ao credor hipotecário.	
Estágio do processo	Aguarda julgamento de recurso de apelação interposto pela Copel.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 0001344-73.2015.8.16.0194 (Pasta 088542)		
Juízo	1ª VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE ANTONINA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	27/04/2010	
Partes no processo	Autor	COLONIA DE PESCADORES Z-8 DE ANTONINA - PARANÁ
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 67.774.996,00	
Principais fatos	Assoreamento da Baía de Antonina – Usina Parigot de Souza. A Colônia de Pescadores Z-8 de Antonina ingressou com a Ação Civil Pública em face da Copel alegando impactos ambientais ocasionados pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Governador Parigot de Souza e a suposta inexistência de estudos ambientais do empreendimento. Pleiteia a condenação pelos danos materiais causados à comunidade pesqueira da Baía de Antonina; à indenização pecuniária pelos danos extrapatrimoniais coletivos; o pagamento de indenização pelos danos morais individuais e à obrigação de reparar os danos através da retirada de sedimentação trazida à Baía de Antonina pela instalação e operação da Usina. Segue em fase de perícia judicial. Obs. Este processo tramita em conexão com a Ação 0000990-89.2010.8.16.0043, da Aspran, pasta 054084.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e poderia implicar dano à sua imagem.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco remoto	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0011880-73.2017.8.16.0033 (Pasta 103993)		
Juízo	1ª VARA CÍVEL DE PINHAIS	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	03/08/2017	
Partes no processo	Autor	SELGO SERVIÇOS ELETRICOS LTDA
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 34.277.963,01	
Principais fatos	Ação de cobrança cumulada com indenização por danos materiais em razão de alegado descumprimento contratual da Copel em relação a diversos contratos de serviços de engenharia e obras. A Copel contestou os pedidos. A ação foi julgada improcedente e a SELGO apresentou recurso de embargos de declaração, que foram rejeitados. Decisão passível de recurso.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Ante o exposto, com resolução de mérito, consoante disposto no artigo 487, I, do CPC, JULGO IMPROCEDENTE a pretensão inicial formulada.	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 0001247-58.2018.8.16.0165 (Pasta 108987)		
Juízo	1ª VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE TELÊMACO BORBA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	18/02/2018	
Partes no processo	Autor	APAP ASSOCIACAO DOS PESCADORES AMBIENTAIS DO PARANA
	Réu	CONSÓRCIO ENERGÉTICO CRUZEIRO DO SUL – CECS KLABIN S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: R\$ 66.463.211,49 Remoto: 0,00	
Principais fatos	Ação Civil Pública Ambiental para evitar morte de peixes. Pretende-se a condenação das Rés em manter lâmina d'água de 15 cm na Barragem da UHE-Presidente Vargas em todos os dias do ano; b) A condenação do CECS a construir mecanismo de transposição de peixes; c) Declarar na r. sentença o prejuízo à pesca do Rio Tibagi, pelos danos ambientais difusos e coletivos impostos pelo crime; Processo em fase de produção de provas.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e poderia implicar dano à sua imagem.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco possível	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 51,00%	

Processo Judicial de natureza D. Penal Nº.: 0000228-98.2019.4.01.3603 (Pasta 119719)		
Juízo	10ª TURMA DO TRF1	
Instância	2ª Instância	
Data da instauração	28/01/2019	
Partes no processo	Autor	MINISTERIO PUBLICO FEDERAL - MPF
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 35.531.382,20	
Principais fatos	Ação Penal proposta pelo MPF baseada no fato de que no dia 03 de maio de 2014, no Município de Colíder, a Copel causou poluição que provocou a mortandade de mais de 50 toneladas de peixes, durante a construção da Usina Hidrelétrica Colíder/MT, no Rio Teles Pires, incorrendo, assim, em crime ambiental, pelo que persegue a cobrança de multa sancionatória. A Copel apresentou defesa. Foram ouvidas testemunhas e juntados documentos e laudos técnicos. Proferida sentença favorável à Copel, objeto de recurso de apelação pelo MPF, pendente de julgamento pelo TRF.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença favorável à Copel , recorrida pelo MPF via Apelação, conforme resumo acima.	
Estágio do processo	Em 2º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e poderia implicar dano à sua imagem.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco remoto	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0003756-86.2020.8.16.0004 (Pasta 139380)		
Juízo	10ª Vara Cível de Curitiba	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	24/08/2020	
Partes no processo	Autor	COMTRAFO INDUSTRIA DE TRANSFORMADORES ELETRICOS S.A. MONTAGO CONSTRUTORA LTDA
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 40.835.932,25	
Principais fatos	Trata-se de ação de rescisão contratual em que se requer a rescisão de contrato administrativo, liberação de apólice seguro e seu endosso, e indenização por danos emergentes, custas e honorários advocatícios. Foi proferida decisão que indeferiu liminar. As partes informaram celebração de acordo com a ré Comtrafo, continuando o feito com relação a autora Montago. Foi homologada a transação entre a Copel e Comtrafo. Processo em fase de produção de provas. Pendente realização de prova pericial, documental, e, oral.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Foi indeferido o pedido liminar, cujo entendimento foi mantido em acórdão de Agravo de instrumento e de embargos de declaração, no TJPR.	
Estágio do processo	Em 1º grau.	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante tendo em vista o valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5063530-89.2020.4.04.7000 (Pasta 144137)		
Juízo	19ª VARA FEDERAL DE CURITIBA	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	24/12/2020	
Partes no processo	Autor	UNIÃO - FAZENDA NACIONAL
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 77.967.784,03	
Principais fatos	A execução fiscal tem, como origem, o processo administrativo fiscal nº 10980724029/2015-32 (vide CDA's nº 90 2 19 014545-93 e 90 6 19 027211-95, cujo objeto, por sua vez, é o lançamento de IRPJ e CSLL sobre valores referentes a deduções devidamente declaradas pela contribuinte (custos operacionais – despesas financeiras), porém indevidamente glosadas pela Receita Federal. O mérito fático e jurídico desse processo administrativo já é objeto do processo judicial nº 5018100-51.2019.4.04.7000 (Ficha 078.540 - incluída no presente relatório) Foi reconhecida a litispendência em relação àquela ação anulatória anterior.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem decisão do mérito nesta execução fiscal.	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Valor da contingência	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 1003411-29.2020.8.11.0009 (Pasta 144683)		
Juízo	VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE COLÍDER	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	30/12/2020	
Partes no processo	Autor	MUNICÍPIO DE COLIDER
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 257.942.850,44	
Principais fatos	Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada pelo Município de Colíder ao argumento de que não foi devidamente compensado pelos impactos ambientais causados pela implantação da Usina Hidrelétrica de Colíder (UHE Colíder), e por isso busca a condenação da Copel ao pagamento de indenização por danos ambientais e outros. Processo em fase de produção de provas.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sem sentença	
Estágio do processo	Em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor total envolvido e do risco de dano à imagem da Companhia em caso de decisão desfavorável tendo em vista a natureza do objeto.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia e implicaria dano à sua imagem.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco remoto	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza Ambiental Nº.: 1000081-72.2020.8.11.0090 (Pasta 145143)		
Juízo	VARA CÍVEL DE NOVA CANAÃ DO NORTE	
Instância	VARA CÍVEL INICIAL	
Data da instauração	10/02/2020	
Partes no processo	Autor	MINISTERIO PUBLICO DO ESTADO DE MATO GROSSO
	Réu	COPEL GET
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: 8.064.944,51	
Principais fatos	Ação Civil Pública de Reparação de Dano Ambiental com pedido de liminar c/c Danos Morais Coletivos decorrente da mortandade de peixes no Rio Teles Pires em 2018, supostamente decorrente da instalação da UHE Colider. Houve deferimento de liminar com obrigações de fazer, sendo suspensa parcialmente pela Copel em Suspensão de Liminar (STJ) e Agravo de Instrumento (TJMT).	
Resumo das decisões de mérito	Sem decisão de mérito	
Estágio do processo	Em andamento em 1º grau	
Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo impactará financeiramente a Companhia. Há também o impacto reputacional.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 5001793-51.2021.4.04.7000 (Pasta 145743)		
Juízo	15ª VARA FEDERAL DE CURITIBA	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	29/01/2021	
Partes no processo	Autor	UNIAO - FAZENDA NACIONAL
	Réu	COPEL
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 62.259.968,99	
Principais fatos	Inicialmente, foi ajuizada Ação Cautelar com pedido de tutela antecipada para preservação da regularidade fiscal mediante oferecimento de seguro garantia. Na sequência, a União ajuizou a Execução Fiscal nº 5003668-56.2021.4.04.7000, de maneira que foi extinta a ação cautelar por perda do objeto. A discussão de mérito seguiu no processo de Embargos à Execução Fiscal 5054253-78.2022.4.04.7000 (Pasta 145743), tratando de supostas diferenças de contribuições do INSS sobre participação nos lucros e resultados referente ao ano de 2010. Os Embargos à Execução Fiscal foram julgados procedentes, afastando a exigência fiscal. A união recorreu e, no momento, o recurso de apelação aguarda julgamento.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença dos Embargos à execução favorável à COPEL, afastando a exigência.	
Estágio do processo	Em 2º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 5008823-06.2022.4.04.7000 (Pasta 162423)		
Juízo	3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba	
Instância	1ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	24/05/2022	
Partes no processo	Autor	CONDUSPAR CONDUTORES ELÉTRICOS LTDA
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 5.821.461,63 Remoto: 29.114.880,95	
Principais fatos	Trata-se de tutela cautelar antecedente com pedido de urgência ajuizada por Conduspar Condutores Elétricos Ltda em recuperação judicial em face de Copel Distribuição S/A, por meio da qual se insurge contra aplicação de penalidade e retenção de pagamentos. A tutela de urgência foi concedida. Foi suscitado conflito de competência, e, os autos remetidos ao TJPR que definiu a competência da 3ª Vara da Fazenda Pública de Curitiba para julgamento do feito. O d. juízo da 3ª Vara da Fazenda Pública recebeu os autos, ressaltando a existência de incidente de resolução de demandas repetitivas, autuado sob o n.º 0071595-04.2024.8.16.0000, cuja tese jurídica se relaciona com a competência para o processo e julgamento das demandas envolvendo a COPEL em razão de sua privatização e que ela deve ser aplicada a todos os processos individuais ou coletivos que versem sobre idêntica questão de direito e que tramitem na área de jurisdição do respectivo tribunal – art. 985, I, CPC.	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Aguarda decisão pelo juízo competente	
Estágio do processo	Concluso para decisão em 1º grau	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Tributário Nº.: 8002752-4 (Pasta 173424)		
Juízo	SECRETARIA DE ESTADO DA FAZENDA	
Instância	Administrativo	
Data da instauração	27/04/2023	
Partes no processo	Autor	SECRETARIA DA FAZENDA ESTADUAL
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 41.935.317,66	
Principais fatos	Trata -se de auto de infração que entendeu indevido o creditamento de ICMS sobre equipamentos adquiridos no âmbito de contrato de empreitada de subestação. Houve decisão administrativa de primeira instância favorável à empresa para anular o auto de infração por equívoco na tipificação legal da eventual infração à legislação tributária estadual praticada pela Copel Distribuição. Desta decisão houve recurso administrativo do Estado do Paraná	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Houve decisão administrativa de primeira instância favorável à empresa para anular o auto de infração por equívoco na tipificação legal da eventual infração à legislação tributária estadual praticada pela Copel Distribuição	
Estágio do processo	Protocolada defesa administrativa em 21/06/2023	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0001478-39.2023.5.09.0009 (Pasta 184379)		
Juízo	4ª TURMA DO TRT9	
Instância	2ª INSTÂNCIA	
Data da instauração	21/12/2023	
Partes no processo	Autor	SINTEC - SIND DOS TECNICOS INDUSTRIAIS NO ESTADO DO PARANA
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$	Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 110.254.674,45	
Principais fatos	Trata-se de ação coletiva na qual se questiona a não contemplação de parte dos empregados substituídos do Sintec que aderiram ao PDV, em face da limitação do orçamento estipulado no Acordo Coletivo de Trabalho. Em face disto requerem: declaração de nulidade da circular 37/2023; confirmação de adesão ao PDV de todos os substituídos independentemente de limitação financeira; apresentação de cronograma de saída destes substituídos e o pagamento de todos os benefícios indicados na norma coletiva; e, sucessivamente, indenização por danos morais	
Resumo das decisões de mérito proferidas	Sentença e acórdão favoráveis à Copel.	
Estágio do processo	O processo aguarda o julgamento de Recurso interposto pelo Sindicato no âmbito do TST	
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante	Contingência relevante em razão do valor envolvido.	
Análise do impacto em caso de perda do processo	A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel DIS: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0000042-11.2024.5.09.0009 (Pasta 185190)		
Juízo		9ª VARA DO TRABHLO DE CURITIBA
Instância		1ª INSTÂNCIA
Data da instauração		18/01/2024
Partes no processo	Autor	SINDEL - SIND DOS TRAB NAS CONCESSION DE ENERGIA DE LONDRINA
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 25.484.953,69
Principais fatos		O Sindicato requer que os empregados não contemplados no PDV 2023 sejam contemplados em razão de alegada promessa feita pela empresa, mesmo em contrariedade ao estabelecido no Acordo Coletivo de Trabalho.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Sentença favorável à Copel.
Estágio do processo		Neste momento o Sindicato está com prazo aberto para a interposição de Recurso Ordinário.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0000088-54.2024.5.09.0088 (Pasta 185633)		
Juízo		4ª TURMA DO TRT9
Instância		2ª INSTÂNCIA
Data da instauração		31/01/2024
Partes no processo	Autor	STEEM - SIND TRAB EMP ENER ELET DE MARINGA E NOROESTE DO PR
	Réu	COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 35.333.499,93
Principais fatos		O Sindicato requer que os empregados não contemplados no PDV 2023 sejam contemplados em razão de alegada promessa feita pela empresa, mesmo em contrariedade ao estabelecido no Acordo Coletivo de Trabalho.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Sentença favorável à Copel.
Estágio do processo		Aguarda o julgamento do Recurso Ordinário interposto pelo Sindicato.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

Pasta	Número do Processo	Total Provável em R\$	Observações
20670	0000286-09.2004.8.16.0004	11.078.422,63	Outros
46631	0006992-32.2009.8.16.0004	602.802,44	Outros
55747	5022933-59.2012.4.04.7000	119.431.345,50	Outros
66026	0000314-78.2014.5.09.0001	461.191,52	Trabalhista
78139	5026282-31.2016.4.04.7000	24.399.449,09	Tributário
78540	5018100-51.2019.4.04.7000	23.005.324,25	Tributário
87314	0001344-73.2015.8.16.0194	30.846.048,06	Outros
29927	2888100-53.2007.5.09.0029	144.879,53	Trabalhista
98090	0001363-92.2017.5.09.0020	460.896,25	Trabalhista
140781	0001147-23.2019.5.09.0001	1.129.230,43	Trabalhista
140783	0001145-53.2019.5.09.0001	3.270.827,08	Trabalhista
141719	0001205-26.2019.5.09.0001	5.220.522,96	Trabalhista
77576	0000174-98.2015.5.09.0004	4.963.149,09	Trabalhista
141718	0001207-93.2019.5.09.0001	1.223.936,51	Trabalhista
169139	0001537-82.2022.5.09.0002	33.147,59	Trabalhista
14175	0001370-73.2019.5.09.0001	5.024.461,74	Trabalhista
Total em R\$		231.295.634,67	

Processos cíveis

Em 31 de dezembro de 2024, em relação aos processos cíveis relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 0,00, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade do evento ocorrer for maior do que a probabilidade de o evento não ocorrer.

Processos tributários

Em 31 de dezembro de 2024, em relação aos processos tributários relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 47.404.773,34, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade do evento ocorrer for maior do que a probabilidade de o evento não ocorrer.

Processos trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2024, em relação aos processos trabalhistas relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 21.932.242,70, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade do evento ocorrer for maior do que a probabilidade de o evento não ocorrer.

Outros Processos

Em 31 de dezembro de 2024, em relação aos processos de outra natureza que não cível, tributária ou trabalhista relevantes indicados no item 4.4, a Copel mantinha uma provisão de aproximadamente R\$ 161.958.618,63, calculada com base no CPC 25, o qual define que uma saída de recursos é considerada como provável se a probabilidade de o evento ocorrer for maior do que a probabilidade do evento não ocorrer.

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0001314-14.2023.5.09.0029 (Pasta 183961)		
Juízo		4ª TURMA DO TRT9
Instância		2ª INSTÂNCIA
Data da instauração		14/12/2023
Partes no processo	Autor	SENGE - SINDICATO DOS ENGENHEIROS NO ESTADO DO PARANA
	Réu	COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 90.402.415,09
Principais fatos		Trata-se de ação coletiva na qual se questiona a não contemplação de parte dos empregados substituídos do Senge que aderiram ao PDV, em face da limitação do orçamento estipulado no Acordo Coletivo de Trabalho. Em face disto requerem no mérito: declaração de validade da manifestação da vontade exarada pelos membros da Diretoria Executiva das Reclamadas e que esta possui como consequência alteração contratual benéfica ao trabalhador; indenização por dano material substitutiva ao PDV; indenização por perda de uma chance; cumprimento da cláusula coletiva e multa por descumprimento da referida cláusula.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Sentença favorável à Copel.
Estágio do processo		Aguarda-se julgamento do Recurso Ordinário interposto pelo Senge-PR.
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

Processo Judicial de natureza D. do Trabalho Nº.: 0001310-28.2023.5.09.0012 (Pasta 184311)		
Juízo		12ª VARA TO TRABALHO DE CURITIBA
Instância		1ª INSTÂNCIA
Data da instauração		22/12/2023
Partes no processo	Autor	SINDELPAR - SIND DOS TRAB NAS CONC DE ENER EL. DO PARANA SINDENEL - SIND EMP CONC SER GER TRANS DIS COM ENER CURITIBA
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A. COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. COPEL COMERCIALIZAÇÃO S.A. COPEL SERVIÇOS S.A.
Valor envolvido em R\$		Provável: 0,00 Possível: 0,00 Remoto: 171.766.705,47
Principais fatos		Trata-se de ação coletiva na qual se questiona a não contemplação de parte dos empregados substituídos do Sintec que aderiram ao PDV, em face da limitação do orçamento estipulado no Acordo Coletivo de Trabalho. Em face disto requerem: declaração de nulidade da circular 37/2023; confirmação de adesão ao PDV de todos os substituídos independentemente de limitação financeira; apresentação de cronograma de saída destes substituídos e o pagamento de todos os benefícios indicados na norma coletiva; e, sucessivamente, indenização por danos morais e por perda de uma chance.
Resumo das decisões de mérito proferidas		Sentença favorável à Copel
Estágio do processo		Aguarda julgamento do Recurso Ordinário interposto pelos Sindicatos
Motivo pelo qual o processo é considerado relevante		Contingência relevante em razão do valor envolvido.
Análise do impacto em caso de perda do processo		A perda do processo impactará financeiramente a Companhia.
Valor provisionado em R\$		O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento		Copel DIS: 25,00% Copel GET: 25,00% Copel COM: 25,00% Copel: 25,00%

4.7 Outras contingências relevantes

TCU PROCESSO TC 006.952/2023-2	
Processo para análise de condições da outorga de novo contrato de concessão das Usinas Hidrelétricas Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (anteriormente denominada Foz do Areia), Governador Ney Aminthas de Barros Braga (anteriormente denominada Segredo) e Governador José Richa (anteriormente denominada Salto Caxias), sob relatoria do Ministro Antonio Anastasia. Em 11 de abril de 2023, foi publicada a Portaria Interministerial MME/MF nº 01, de 30 de março de 2023, estabelecendo o valor e a forma de pagamento da outorga de concessão de geração de energia elétrica. Em 12 de abril de 2023 foi publicada a Portaria nº 726/GM/MME, de 10 de abril de 2023, destinada a estabelecer as condições complementares à outorga do novo Contrato de Concessão. Em 24 de maio de 2023 foi instaurada, pela ANEEL, a Consulta Pública nº 16/2023, para obtenção de subsídios para o aprimoramento da minuta do contrato de concessão que regulará a exploração, por empresa oriunda da privatização da Copel Geração e Transmissão S.A. – Copel-GT, das UHEs Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) e Governador José Richa (Salto Caxias), bem como para aprovar as alterações na minuta do contrato de concessão que regulará a outorga da UHE Governador Bento Munhoz (Foz do Areia). Em 30 de junho de 2023 foi publicado o Despacho ANEEL nº 2.065, de 27 de junho de 2023, por meio do qual a Agência Reguladora aprovou a minuta do contrato de concessão que regulará a nova outorga referente às UHEs. O TCU, por meio de decisão definitiva, considerou atendidos os requisitos previstos nos arts. 3º e 8º da IN-TCU 81/2018 para a outorga de novo contrato de concessão das UHEs Governador Bento Munhoz da Rocha Netto, Governador Ney Aminthas de Barros Braga e Governador José Richa, bem como para o cálculo do respectivo valor mínimo de outorga, não havendo óbice ao prosseguimento da concessão.	
Contingenciamento	Copel GET

Ações de Fumicultores	
Quantidade de Processos: 2860	Valor Total Provável: R\$ 68.123.402,92 Valor Total Possível: R\$ 16.646.861,29 Valor Total Remoto: R\$ 30.999.046,98
Valor provisionado	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
A Concessionária de Distribuição tem um histórico de litígios envolvendo produtores de tabaco/fumo da região centro-sul do Estado do Paraná, que utilizam/consomem energia elétrica como insumo no processo de secagem de fumo, especialmente para o funcionamento da ventilação das estufas movidas à lenha, como etapa para a cura do produto agrícola antes da comercialização. Os produtores ingressam com ações judiciais pleiteando indenização por dano material e moral, sob a alegação de que, quando ocorrem interrupções do fornecimento de energia elétrica no momento da secagem do fumo, há prejuízo em razão da redução da qualidade de produto e às vezes seu perecimento, a depender do tempo do restabelecimento da energia. As ações tramitam, em regra, perante os Juizados Especiais e as Turmas Recursais do Judiciário Estadual, sob a discussão acerca da qualidade e da existência de falha da prestação do serviço público e da ocorrência do dano e sua responsabilidade civil.	
Contingenciamento	Copel DIS

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 464534/23 (Pasta 177204)	
Juízo	TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO PARANÁ
Instância	ADMINISTRATIVO
Data da instauração	24/07/2023
Partes no processo	Autor: TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO PARANÁ Réu: COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00
Principais fatos	Representação formulada por deputados estaduais, em razão de, supostamente, existirem irregularidades em procedimentos e contratações para transformação da Companhia em corporação. Em 20 de julho de 2023, o Conselheiro Relator, Augustinho Zucchi, indeferiu a medida cautelar pleiteada para suspensão de todo e qualquer ato administrativo referente ao processo em questão, por estarem ausentes os requisitos da plausibilidade das alegações e do perigo da demora, tendo determinado, ainda, a citação da Companhia e do Secretário de Estado da Casa Civil para manifestação, no prazo legal.
Resumo das decisões de mérito	Arquivado em 26/02/2025
Estágio do processo	Arquivado
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%

4.7 Outras contingências relevantes

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 488100/24/23 (Pasta 195769)		
Juízo	TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO PARANÁ	
Instância	ADMINISTRATIVO	
Data da instauração	15/07/2024	
Partes no processo	Autor	TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO PARANÁ
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	O Tribunal de Contas do Estado do Paraná instaurou os autos de Pré-Julgado Nº 488100/24 para definir eventual forma de fiscalização após a transformação da empresa em Corporação, deixando de ser sociedade de economia mista para se tornar uma empresa privada. O processo analisa condições referentes à continuidade, ou não, da fiscalização sobre as operações da empresa, considerando a alteração da natureza jurídica. Apresentada manifestação pela Copel, o feito atualmente encontra-se aguardando pauta de sessão para julgamento.	
Resumo das decisões de mérito	Aguardando julgamento	
Estágio do processo	Administrativo	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0011147-60.2023.8.16.0013 (Pasta 175054)		
Juízo	VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE CURITIBA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	31/05/2023	
Partes no processo	Autor	ALEXANDRE HUNGARO DA SILVA
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ESTADO DO PARANÁ
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	Ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Aguardando finalização da instrução em primeiro grau.	
Resumo das decisões de mérito	Sem decisão de mérito	
Estágio do processo	1º grau	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

4.7 Outras contingências relevantes

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0003193-87.2023.8.16.0004 (Pasta 176221)		
Juízo	4ª VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE CURITIBA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	28/06/2023	
Partes no processo	Autor	ALEXANDRE HUNGARO DA SILVA IVO AUGUSTO DE ABREU PUGNALONI SANDRO ADAO RUHNKE LEANDRO JOSE GRASSMANN
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ESTADO DO PARANÁ
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	Ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Aguardando finalização da instrução em primeiro grau.	
Resumo das decisões de mérito	Sem decisão de mérito	
Estágio do processo	1º grau	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0004023-53.2023.8.16.0004 (Pasta 178111)		
Juízo	4ª VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE CURITIBA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	04/08/2023	
Partes no processo	Autor	RAFAEL DE ALMEIDA PEREIRA ANTONIO CEZAR QUEVEDO GOULART PEDRO HENRIQUE CARRANO PEREIRA BARBARA GORSKI ESTECHE JOAO PEDRO AMBROSI DOS SANTOS
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA DANIEL PIMENTEL SLAVIERO MARCEL MARTINS MALCZEWSKI ADRIANO RUDEK DE MOURA
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	Ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Aguardando finalização da instrução em primeiro grau.	
Resumo das decisões de mérito	Sem decisão de mérito	
Estágio do processo	1º grau	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

4.7 Outras contingências relevantes

Processo Judicial de natureza D. Administrativo Nº.: 0004023-53.2023.8.16.0004 (Pasta 178306)		
Juízo	4ª VARA DA FAZENDA PÚBLICA DE CURITIBA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	11/08/2023	
Partes no processo	Autor	LEANDRO JOSE GRASSMANN SERGIO INACIO GOMES
	Réu	COPEL – COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ESTADO DO PARANÁ
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 0,00	
Principais fatos	Ação popular que visa questionar atos do processo de oferta pública de ações da Copel em 2023. Aguardando finalização da instrução em primeiro grau.	
Resumo das decisões de mérito	Sem decisão de mérito	
Estágio do processo	1º grau	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel: 100,00%	

Processo Judicial de natureza D. Ambiental Nº.: 5033515-49.2024.4.04.0000 (Pasta 195082)		
Juízo	3ª VARA FEDERAL DE LONDRINA	
Instância	1ª Instância	
Data da instauração	20/08/2024	
Partes no processo	Autor	INSTITUTO INTERNACIONAL ARAYARA
	Réu	COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A. ANEEL – AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA ESTADO DO PARANÁ IAT – INSTITUTO AGUA E TERRA
Valor envolvido em R\$	Provável: R\$ 0,00 Possível: R\$ 0,00 Remoto: R\$ 116.031,95	
Principais fatos	Trata-se de ação civil pública proposta pelo Instituto Internacional Arayara de Educação e Cultura em face da Copel Geração e Transmissão S/A, ANEEL, União e Estado do Paraná na qual discute a operação da Usina Termoeletrica de Figueira (UTE Figueira) na qual e requer a fixação de indexação.	
Resumo das decisões de mérito	Indeferida medida liminar. Aguarda realização de audiência de conciliação.	
Estágio do processo	1º grau	
Análise do impacto em caso de perda do processo	Eventual perda do processo impactará financeiramente a Companhia. Há também o impacto reputacional.	
Valor provisionado em R\$	O valor provisionado corresponde ao valor classificado como risco provável	
Percentual de Contingenciamento	Copel GET: 100,00%	

4.7 Outras contingências relevantes

Outros TACs Relevantes	
Termos de Ajustamento de Conduta envolvendo comunidades indígenas	
TACs Apucarantina	Em 21/12/2002 foi celebrado Termo de Ajustamento de Conduta de Compensação Financeira, tendo como signatários a Comunidade Indígena do Apucarantina – CI APC, a Copel Geração e Transmissão S. A. - Copel GeT, Ministério Público Federal – MPF, e Fundação Nacional do Índio – FUNAI. Foi estabelecido por meio do TAC o pagamento de uma compensação financeira anual e regularizou-se o uso da área indígena para fins de geração de energia elétrica. Atualmente, está em discussão a celebração de um termo aditivo a este TAC de Compensação Financeira, mas este processo ainda não está finalizado para reportamos possíveis alterações. Em relação aos valores, permanece a obrigação de pagamento da compensação financeira anual e quitação das faturas do consumo de energia da Comunidade Indígena. Segundo Relatório Técnico GET/SFM/DPGS/VGSC N° 028/2022, as obrigações e gestão do referido TAC têm sido cumpridos satisfatoriamente. Em 01/12/2006 foi celebrado o Termo de Ajustamento de Conduta – TAC de indenização financeira (decorrente do Inquérito Civil Público nº 02/2001, Procedimento Administrativo PRM/LDA nº 1.25.005.000204/2001-65, entre Comunidade Indígena Apucarantina – CI APC, Copel Geração e Transmissão S. A. – Copel GeT, Ministério Público Federal – MPF e Fundação Nacional do Índio – Funai. O TAC sofreu alterações em suas cláusulas 4ª, 5ª, 6ª, 7ª e 10ª levando à celebração do 1º Termo Aditivo em 11/01/2010. Os recursos indenizatórios, foram da ordem de R\$ 14.000.000,00 (Quatorze milhões de reais) e dividiram-se no atendimento a dois segmentos: 1. Parcela inicial de 20% da indenização, no valor de R\$ 2.800.000,00 (Dois milhões e oitocentos mil reais) para apropriação imediata pelas gerações atuais da Comunidade Indígena Apucarantina, devidamente realizado; 2. Parcela restante de 80% da indenização, no valor de R\$ 11.200.000,00 (Onze milhões e duzentos mil reais), cujos pagamentos foram fracionados em cinco parcelas anuais, corrigidos pelo IPCA/FGV, devidamente realizados. Foram pagas entre os anos de 2007 e 2011, atingindo o montante de R\$13.027.168,00 (Treze milhões vinte e sete mil cento e sessenta e oito reais), que resultou das cinco parcelas de R\$ 2.240.000,00 (Dois milhões duzentos e quarenta mil) cada uma, com a correção monetária de cada ano. Essa parcela de indenização foi incumbida de criar o fundo financeiro para implantação do programa, que veio a se compor de 39 projetos, chamado de Programa VÊNH KAR. O programa foi coordenado pela Copel GeT, em gestão compartilhada com a CI Apucarantina, tendo sido supervisionado e assessorado pela Funai e fiscalizado pelo Ministério Público Federal, e foi realizado de 2007 até 2020. Verificar pertinência em atualizar as informações ou eventualmente excluir a referência.
Contingenciamento	
Copel GET	

4.7 Outras contingências relevantes

TACs Barão de Antonina	Nos anos de 2006 e 2009, a Copel GeT assinou com a Comunidade Indígena Barão de Antonina, a Fundação Nacional do Índio - FUNAI e o Ministério Público Federal - MPF, dois Termos de Ajustamento de Conduta - TACs. Estes documentos foram firmados porque a empresa possui um empreendimento que atravessa a Terra Indígena - TI em que esta comunidade vive, a LT 230 kV Figueira - Apucarana (atualmente LT 230 kV Figueira - Londrina), e porque o marco jurídico que regulamentava esta presença foi alterado. O documento celebrado em 2006 estipulando, em contrapartida, o pagamento de uma compensação financeira anual em favor da Comunidade Indígena, tendo por base o ano de 2006, no valor de R\$25.653,65, cumulativa e sucessivamente corrigido pelo IGP-M (FGV). O documento celebrado em 2009 foi firmado para pagamento de uma indenização pelos impactos econômicos e ambientais, incluindo-se também os impactos morais e culturais, decorrentes da instalação e operação do empreendimento anteriormente mencionado na TI de 1966/1967 até 02/2006, momento em que o MPF conduziu um ICP para avaliação do quadro. A Copel GeT, signatária deste TAC, concordou em efetuar o pagamento de uma indenização de R\$ 1.839.450,00, dos quais R\$ 800.000,00 foram destinados a atual geração de indígenas e distribuídos as suas famílias. O valor restante de R\$ 1.039.450,00 integralizou um Fundo comunitário para o financiamento de Projetos de natureza ambiental, econômica e sociocultural, constituindo a parcela da indenização para resguardo dos direitos dos menores e das futuras gerações de indígenas, montante este que se encontra em aplicação financeira. Na Comissão criada pelo TAC e encarregada de administrar os dispêndios deste Fundo, estão presentes dois representantes da Copel GeT, dois representantes da FUNAI e três indígenas, com seus respectivos suplentes, sendo um dos indígenas o Coordenado. São previstas sanções na forma de multa para a Copel GeT no caso de esta descumprir com suas obrigações, ou para a CI Barão de Antonina, no caso de esta interferir no funcionamento da LT. Além de situar-se ao alcance de multas previstas no próprio TAC, em caso de atraso ou reiterada inatividade, a Copel GeT está exposta a eventuais ônus relacionados a possível má aplicação do Fundo Indígena.
Contingenciamento	Além disto, dada a recepção da temática indígena na sociedade atual, a imagem da empresa pode ficar afetada, caso não haja empenho em cumprir o instrumento. Verificar a
Copel GET	

4.7 Outras contingências relevantes

PBA CI- MAUA	A Licença de operação – LO - 27.431 da UHE Mauá foi emitida em 19/10/2012 e requeria por sua condicionante 50: “Implantação integral do componente indígena do PBA conforme escopo e cronograma previsto incluindo o atendimento integral das condicionantes contidas no ofício 340/2012/DPDS/FUNAI/MJ” o qual faz menção à Informação 269/COLIC/CGGAM/12 da FUNAI, instrumento este que aprovou a execução do PBA-CI. O PBA-CI é um programa de compensação social que faz parte das exigências do Licenciamento Ambiental da UHE GJC. Foi elaborado de forma participativa por meio de oficinas realizadas em cada uma das oito terras indígenas no período de agosto a outubro de 2010. Contém 8 programas e 13 subprogramas, sendo dois deles já encerrados: Programa 7, de monitoramento da qualidade da água e Programa 8, de monitoramento da fauna. Por estarem encerrados, não são mencionados neste relatório de acompanhamento. Os programas atendem a 8 Terras Indígenas das Etnias principais Kaingang e Guarani nas Bacias Hidrográficas dos Rios Tibagi e Cinzas no Estado do Paraná. O PBA-CI vem sendo executado pelas Comunidades Indígenas com a orientação, gerenciamento, fiscalização e recursos do Consórcio Energético Cruzeiro do Sul - CECS (do qual a Copel detém 51%) desde julho de 2012. Anualmente o CECS protocola na Funai um relatório contendo informações sobre a situação de cada um dos Programas e Subprogramas previstos no PBA-CI, bem como as ações executadas naquele período.
Contingenciamento	
Copel GET	

Processo de natureza Trabalhista Nº.: 0000340-06.2015.5.09.0013 (Pasta 060960) PAJ Nº.: 000079.2017.09.000/0 PAJ Nº.: 002023.2012.09.000/0	
Descritivo do TAC	Objeto – Não cumprimento do artigo 59 da CLT (prorrogar a jornada normal de trabalho para além das duas horas diárias, sem qualquer justificativa). Andamento – Realizado acordo judicial na ação civil pública o qual é acompanhado de forma perene pelo MPT. No âmbito da Ação Civil Pública não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. De qualquer forma, no acordo judicial eventual a multa fica limitada ao valor de R\$ 150.000,00 por fiscalização realizada, num período não inferior a 2 anos, não importando o número de fiscalizações e infrações no período de 2 anos. Recentemente teve a aplicação de multa no valor de R\$ 150.000,00, mas discutimos o valor e o pagamento foi de R\$ 38.900,00.
Contingenciamento	Copel DIS

4.7 Outras contingências relevantes

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 002076.2018.09.000/9 (Pasta 117983)	
Descritivo do TAC	No presente procedimento consta um TAC relacionado à prática de assédio moral, então cada denúncia sobre o tema resta investigado pelo MPT que pode aplicar a multa prevista no TAC. Foram realizadas determinadas Notícias de Fatos, ou seja, denúncias de alguns trabalhadores, a saber: - NF 002210.2018.09.000/2 – Denunciante: A.V.M. – Denunciados: E.D.F., S.G. e A. Fatos objetos da denúncia: Alega a prática de assédio moral por gerentes da Copel em Curitiba, bem como, denuncia problemas envolvendo desde os EPI's disponibilizados, bem como, a forma de registro da frequência. - NF 000154.2020.09.009/3 – Denunciante: D.F.N. – Denunciado: S.G. Fatos objetos da denúncia: Alega que o sistema de avaliação da Copel, denominado Nossa Energia, é utilizado para perseguir empregados doentes ou que possuam ações trabalhistas em face da empresa. - NF 000719.2021.09.000/0 – Denunciante: STEEM, SENGE, SINEL e STIEP – Denunciado: T.C.S. Fatos objetos da denúncia: Alegam que o Diretor em questão teria chamado os trabalhadores da COPEL de "porcos de granja". Além disso, teria participado de festividades com aglomeração durante a pandemia. - NF 001580.2021.09.000/0 – Denunciante: D.F.N. – Denunciado: S.G. Fatos objetos da denúncia: Alega que o denunciante, bem como, o gerente da agência, o perseguem, alega a existência de atos de assédio moral e racial. Houve a produção de provas no âmbito no âmbito do procedimento, sendo que está sendo discutida a questão do descumprimento ou não de parte dos termos do TAC. A Companhia entende que todas as denúncias são infundadas. Oportuno consignar que a única multa que está se cogitando aplicar até o presente momento é na ordem de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais). Caso ocorra o descumprimento de alguma das obrigações assumidas no TAC, a empresa sujeitar-se-á ao pagamento da multa no importe de R\$10.000,00 (dez mil reais) por cláusula descumprida e R\$10.000,00 (dez mil reais) por empregado encontrado em situação irregular/prejudicado em relação a cada cláusula descumprida, em cada oportunidade que for constatado o descumprimento, corrigido com base no índice de correção das dívidas trabalhistas, exigível a partir da verificação de descumprimento, reversível ao FIA - Fundo da Infância e Adolescência de Maringá ou outra destinação em prol do interesse público a ser indicado pelo MPT por ocasião de eventual execução do presente termo de compromisso, nos termos do art. 5º, § 6º e 13 da Lei 7.347/85. Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT ou haverá denúncia sobre o tema, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. Recentemente teve uma aplicação de multa no valor de R\$ 20.000,00 (vinte mil reais).
Contingenciamento	Trata-se de TAC envolvendo apenas a Copel Distribuição S.A. e sem prazo de vigência.
Copel	

4.7 Outras contingências relevantes

Processo de natureza Trabalhista Nº.: 0000175-32.2018.5.09.0084 PAJ Nº.: 000599.2015.09.000-9	
Descritivo do TAC	Foi firmado TAC dando quitação geral a todos os pedidos da Ação Civil Pública relacionados aos itens do sistema de avaliação do Call Center e com previsão de multa de R\$ 1000,00 por trabalhador atingido, mas limitado à multa global de R\$ 50.000,00. Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa, mas ela não poderá ultrapassar o valor global de R\$ 50.000,00. Até o momento não teve aplicação de multa. O TAC abrange a Copel, com aplicação prática na Copel Distribuição, e não possui prazo final de vigência.
Contingenciamento	Copel DIS

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 000177.2015.09.005/3	
Descritivo do TAC	No presente procedimento consta um TAC relacionado à prática de assédio moral, então cada denúncia sobre o tema resta investigado pelo MPT que pode aplicar a multa prevista no TAC. Caso ocorra o descumprimento de alguma das obrigações assumidas no TAC, a empresa sujeitar-se-á ao pagamento da multa no importe de R\$10.000,00 (dez mil reais) por cláusula descumprida e R\$10.000,00 (dez mil reais) por empregado encontrado em situação irregular/prejudicado em relação a cada cláusula descumprida, em cada oportunidade que for constatado o descumprimento, corrigido com base no índice de correção das dívidas trabalhistas, exigível a partir da verificação de descumprimento, reversível ao FIA - Fundo da Infância e Adolescência de Maringá ou outra destinação em prol do interesse público a ser indicado pelo MPT por ocasião de eventual execução do presente termo de compromisso, nos termos do art. 5º, § 6º e 13 da Lei 7.347/85; Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT ou haverá denúncia sobre o tema, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. Não houve cobrança de multa até o momento e o procedimento consta arquivado com TAC no MPT desde 2020. O TAC abrange a Copel, com aplicação prática na Copel Distribuição, e não possui prazo final de vigência.
Contingenciamento	Copel DIS

4.7 Outras contingências relevantes

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 001862.2011.09.000/8	
Descritivo do TAC	O TAC refere-se ao cumprimento da seguinte regra com relação à PLR: “Abster-se de assinar acordos coletivos de trabalho sem que tenha havido a prévia negociação coletiva”. Pelo descumprimento do compromisso assumido perante o Ministério Público do Trabalho, o signatário do TAC fica sujeito ao pagamento de multa no valor de R\$ 50.000,00 (mil reais), devidamente atualizados pela tabela de correção dos débitos trabalhistas editada pelo TRT da 9ª Região, reversível ao FIA (Fundo da Criança e do Adolescente), nos termos dos arts. 5º, § 6º, e 13 da Lei no 7.347/85, ou a uma das entidades sociais credenciadas pela Comissão de Responsabilidade Social da PRT 9ª Região. Até o momento não teve cobrança de multa e o procedimento consta arquivo com TAC desde 2020. O TAC não envolve a Copel, apenas o Sindel. Não possui prazo final de vigência.
Contingenciamento	Copel Copel GET

Processo de natureza Trabalhista PAJ Nº.: 000643.2009.09.004/4	
Descritivo do TAC	Foi celebrado TAC entre a Copel e o MPT com obrigação de fazer e cominação de multa no valor de R\$ 1.000,00 (mil reais) por empregado. O TAC indica que a Copel deverá manter o local de trabalho com níveis de ruído em observância ao estabelecido no art. 157, I, da CLT, c/c item 4.2, alínea “a”, do anexo II, da NR-17, com redação da Portaria nº 9/2007, do Ministério do Trabalho. O descumprimento do TAC resultará na aplicação de multa no importe de R\$ 1000,00 (um mil reais) por empregado que for alvo da conduta irregular e com relação a cada obrigação prevista no TAC. Destaca-se que não há como prever quando serão solicitados documentos pelo MPT, qual será o resultado da análise e se haverá eventual cominação de multa. Até o momento não teve aplicação de nenhuma multa e o procedimento consta como arquivado com TAC desde 2014. O TAC abrange somente a Copel e possui prazo de vigência indeterminado.
Contingenciamento	Copel DIS

(a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia possui uma Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos que abrange as áreas corporativas, suas subsidiárias integrais e controladas, vigente desde 2009 (“Política de Riscos”). Conforme indicado acima, a Política de Riscos é recomendada, também, às suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e controladas (diretas e indiretas), respeitados seus trâmites societários. As diretrizes da Política de Riscos estão fundamentadas nos valores da Copel, no seu Código de Conduta e nas orientações emitidas pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), em seu documento intitulado “Gerenciamento de Riscos Corporativos Integrado com Estratégia e *Performance*”, de 2017.

A última revisão da Política de Riscos ocorreu em 2023, aprovada na 245ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, realizada em 13 de dezembro de 2023, após a recomendação favorável da 2582ª Reunião de Diretoria - Redir, realizada em 08 de dezembro de 2023, e da 293ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário, realizada em 12 de dezembro de 2023.

(b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

(i) Os riscos para os quais se busca proteção

A Política de Riscos adotada pela Copel define os princípios e as diretrizes a serem observados no processo de gerenciamento de riscos corporativos, integrado com a estratégia e *performance*.

De acordo com a Política de Riscos, a Companhia busca proteção para as seguintes categorias de riscos:

- Estratégicos - riscos que estão associados à tomada de decisão da alta administração e ao planejamento estratégico, podendo gerar perda substancial no valor econômico da Copel.
- Reputação - possibilidade de perdas decorrentes da deterioração da marca da Copel junto ao mercado, clientes e órgãos reguladores, em razão de publicidade negativa.
- Mercado - risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações.
- Liquidez - representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.
- Crédito - risco de incorrer em perdas decorrentes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou de uma contraparte em um instrumento financeiro, resultantes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais.
- Divulgação - risco associado à possibilidade de emissão de relatórios financeiros, gerenciais, regulatórios, fiscais, estatutários incompletos, inexatos ou intempestivos, expondo a Copel a multas, penalidades ou outras sanções.
- Processos - risco relacionado à eficácia e eficiência das operações da Copel, inclusive as metas de desempenho financeiro, operacional, salvaguarda de ativos e à possibilidade de ocorrência de perdas resultantes de falha, deficiência ou inadequação de processos internos, pessoas e sistemas, ou de eventos externos.

- Tecnologia da Informação e Tecnologia da Operação - riscos de acesso não autorizado a dados e informações da Companhia, decorrente de vulnerabilidades de controles de acesso, falha de segregação de funções, violação de políticas, acarretando ataques externos, paradas no ambiente de TI e TO, alteração ou divulgação indevida de informações.
- Socioambiental - riscos relacionados aos impactos das operações da Copel na sociedade, no meio ambiente, em crises sanitárias, podendo gerar passivos regulatórios, financeiros e afetar a imagem e reputação da Companhia. Este risco também é relacionado aos impactos do meio ambiente, tanto ao que diz respeito às questões físicas, da biodiversidade e da sociedade nas operações da Copel.
- Climáticos – riscos relacionados as mudanças climáticas atuais e futuras sobre as operações da Companhia, como os efeitos das intempéries climáticas severas, ruptura de barragem, escassez de recursos naturais, entre outros, que podem afetar em suas vertentes:
 - o Riscos climáticos físicos – possibilidade de ocorrência de perdas ocasionadas por eventos associados a intempéries frequentes e severas (agudos) ou alterações ambientais de longo prazo (crônicos), que possam ser relacionados a mudanças em padrões climáticos;
 - o Riscos climáticos de transição – possibilidade de ocorrência de perdas ocasionadas por eventos associados ao processo de transição para uma economia de baixo carbono, em que a emissão de gases do efeito estufa é reduzida ou compensada e os mecanismos naturais de captura desses gases são preservados.
- Projetos - riscos relacionados aos projetos de transmissão, geração, distribuição, telecomunicações, pesquisa e desenvolvimento, entre outros, podendo implicar em custos adicionais, atraso na entrega do projeto e autuação por órgãos reguladores.
- Leis e normas - não conformidade com leis ambientais, trabalhistas, tributárias e regulatórias às quais a Copel está sujeita, incluindo políticas e normas internas, expondo a Companhia à autuação por órgãos reguladores.
- Fraude e corrupção - riscos relacionados ao roubo de ativos físicos, agenciamento de informações, desvios de recursos financeiros, conflito de interesses, tráfico de influência, suborno, propina, conluio com fornecedores e clientes, entre outros, podendo implicar em perdas financeiras, multas, sanções e penalidades por órgãos fiscalizadores e deterioração da imagem da Copel.
- LGPD - riscos no âmbito da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais ("LGPD"), relacionados à qualquer atividade da Companhia que necessite de tratamento de dados e/ou utilize dados pessoais na sua operação, como por exemplo: coleta, produção, recepção, classificação, utilização, acesso, reprodução, transmissão, distribuição, processamento, arquivamento, armazenamento, eliminação, avaliação ou controle da informação, modificação, comunicação, transferência, difusão ou extração de dados.

(ii) Os instrumentos utilizados para proteção

Visando a proteção e geração de valor para a Companhia, a Copel possui compromisso em promover os valores de ética, integridade e transparência na condução de seus negócios, com tolerância zero à fraude e à corrupção, cultivando a credibilidade junto aos seus públicos de interesse, incentivando ações contínuas de adequação às leis aplicáveis e às iniciativas de combate à fraude e à corrupção. A gestão de riscos na Copel está diretamente relacionada com o crescimento sustentável da Copel, identificando as ameaças e oportunidades, fornecendo informações para tomada de decisões baseada em riscos, que devem estar em conformidade com leis, normas regulatórias e políticas internas da Companhia.

A Política de Riscos da Copel prevê a integração da gestão de riscos com a definição das estratégias e monitoramento de performance, o estabelecimento formal de papéis e responsabilidades, a constituição e manutenção de infraestrutura adequada, a definição de metodologia comum para toda a Companhia, e a declaração do apetite ao risco.

Adicionalmente, a Política de Riscos dispõe sobre diretrizes para um adequado monitoramento dos riscos e proteção do valor da Companhia, destacando-se as indicadas abaixo:

- Adoção de práticas para reporte e controle de incidentes;
- Monitoramento da adequação e da eficácia das respostas ao risco, a precisão e integridade das divulgações e a correção tempestiva das deficiências;
- Realização de reportes periódicos para o Comitê de Auditoria Estatutário, para o Conselho de Administração e para o Conselho Fiscal.

Adicionalmente, no que tange à proteção aos riscos relacionados à LGPD, a Companhia esclarece que foram estabelecidas normas internas com as regras para o mapeamento de dados pessoais por meio do “Registro das Operações de Tratamento de Dados Pessoais” ou “*Record of Processing Activities – ROPA*” e do “Relatório de Impacto à Proteção de Dados Pessoais – RIPD” ou “*Data Protection Impact Assessment – DPIA*” no âmbito da Companhia e das suas subsidiárias integrais.

Deste modo, todas as atividades que tratem dados pessoais são mapeadas e registradas conforme orientações da referida norma, e utilizando de um suporte de tecnologia de referência do mercado. Os fluxos de tratamento de dados pessoais - RoPas são classificados na ferramenta como “Ativos” e são acessados pelos responsáveis designados. Para cada fluxo de dados pessoais tratados como atividades são estabelecidos:

- Objetivo/descrição da atividade de processamento: descrição detalhada da atividade de tratamento de dados pessoais;
- Ponto de coleta: cadastro de no mínimo um ponto de coleta para cada fluxo de tratamento de dados pessoais. Os pontos de coleta são todos os locais, físicos ou digitais, que são responsáveis pela coleta de dados pessoais na empresa, por exemplo: um sistema, um website, suporte por telefone, helpdesk, uma área de negócios, dentre outros;
- Dados pessoais envolvidos no fluxo: todos os dados pessoais são cadastrados pela sua categoria e tipo de titular envolvido (cliente, fornecedor, empregado, acionista, entre outros);
- Classificação dos dados pessoais: após o cadastro, os dados pessoais são classificados em: (i) obrigatórios ou não; (ii) sensíveis ou não; e (iii) se são dados de criança ou adolescentes. Adicionalmente, os dados pessoais também são classificados pelo local de gravação dos dados e por quem os acessa (apenas usuários autorizados ou não);

- Finalidades: são cadastradas todas as finalidades de tratamento de dados daquele fluxo considerando uma base legal permitida, assim como o tempo de retenção do dado;
- Justificativa para escolha da base legal: Principalmente quando a base legal for “legítimo interesse”, são cadastradas as justificativas para a escolha, onde é possível o teste de proporcionalidade para adoção da referida base legal;
- Transições: após a coleta do dado nos pontos de coleta, o dado inicia o seu fluxo. As transições são as transferências de dados entre as entidades responsáveis por processar os dados.

Os riscos associados às atividades são cadastrados para cada fluxo de dados pessoais tratados e estabelecidos, tanto os riscos quanto seus planos de contingência e controles existentes são registrados na ferramenta, cabendo ao encarregado pelo tratamento de dados pessoais a verificação das atualizações nos fluxos, bem como a avaliação dos critérios para elaboração de Relatório de Impacto à Proteção de Dados Pessoais - RIPD para identificação de processamento de alto risco ao titular de dados.

A Companhia acompanha as constantes e frequentes evoluções tecnológicas e, possui um conjunto de estratégias, políticas, tecnologias, processos e ferramentas concebidas e atualizadas periodicamente que evitam acessos ou ataques maliciosos aos servidores e sistemas com o propósito de garantir a confidencialidade, a disponibilidade, a integridade, a autenticidade e a responsabilidade sobre a autoria dos conteúdos, preservando a confiança e tranquilidade das partes interessadas.

Entre as diversas práticas e documentos que regem a segurança da informação na Companhia, destacam-se a Política de Segurança da Informação (NPC 0301) e a Política de Tecnologia da Informação (NPC 0302), ambas aprovadas pelo Conselho de Administração; normas administrativas internas; treinamentos de segurança da informação; plano de comunicação aos empregados com dicas de segurança cibernética; plano de continuidade e contingência do negócio para eventuais tentativas de invasão; análise de vulnerabilidade com simulação de ataque *hacker*, por meio de contrato com empresa especializada; monitoramento de violações; e medição do número total de incidentes de infraestrutura de T.I.

(iii) A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A estrutura de gestão de riscos e controles internos da Companhia é formada, em linha com os padrões do *Committee of Sponsoring Organizations for the Treadway Commission* (COSO), pelo Gestor de Riscos (empregado da Copel que exerce função gerencial em unidades funcionais ou operacionais), pela Diretoria de Governança, Riscos e *Compliance* - DRC, pela Auditoria Interna, pelo Comitê de Auditoria Estatutário, pelo Conselho de Administração e pelas Diretorias Executivas, que atuam consoante a Política de Riscos e os respectivos Regimentos Internos.

Diretoria de Governança, Riscos e *Compliance* – DRC

A Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* – DRC da Copel, criada no final de 2016, é responsável por estabelecer políticas e diretrizes de gerenciamento de riscos corporativos, bem como coordenar sua aplicação na Companhia, e em subsidiárias integrais e, no que couber, nas empresas controladas.

Dentre as competências da Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* – DRC, estão as seguintes:

- Estabelecer políticas e diretrizes, bem como coordenar sua aplicação na Companhia, em subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e nas demais participações societárias, relativas a:
 - o Sustentabilidade empresarial, considerando assuntos relacionados a aspectos socioambientais, mudança do clima e responsabilidade social;
 - o Governança corporativa;
 - o Gerenciamento de riscos corporativos;
 - o Controles internos; e
 - o *Compliance*.
- Gerir e divulgar o desempenho em sustentabilidade empresarial e governança corporativa da Companhia e de suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas);
- Estabelecer padrões de ética, conduta e integridade, bem como coordenar a revisão e disseminação do Código de Conduta na Companhia e em suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas);
- Definir e coordenar o programa de integridade na Companhia, em suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e nas demais participações societárias;
- Coordenar a implantação e manutenção do processo de gerenciamento de riscos corporativos, de *compliance* e de controles internos para mitigação dos principais riscos, inclusive aqueles relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras na Companhia, em suas subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e demais participações societárias;
- Elaborar relatórios relativos às suas atividades para informação dos colegiados estatutários;
- Relatar a ocorrência de ato que constitua ilícito administrativo, civil ou penal ao Conselho de Administração e à Diretoria da Copel Holding ou subsidiária integral (diretas e indiretas), conforme o caso; e
- Contribuir no que for necessário, dentro de suas atribuições, com o Comitê de Desenvolvimento Sustentável na execução do seu plano de trabalho, voltado ao assessoramento do Conselho de Administração, conforme definido no Regimento Interno daquele colegiado.

A Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC é composta, além da Secretaria dos Órgãos de Governança, por duas superintendências:

- Superintendência de Integridade - SIN - responsável por conduzir atividades voltadas a *compliance*, gestão de riscos corporativos e controles internos na Companhia.
- Superintendência de Governança e Sustentabilidade - SGS -responsável por estabelecer políticas, diretrizes e indicadores relacionados à sustentabilidade empresarial, à mudança do clima, à governança corporativa e às políticas públicas.

Como forma de assegurar a eficiência e a eficácia da Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC, particularmente da Superintendência de Integridade - SIN, a Auditoria Interna avalia anualmente as atividades relacionadas à gestão de risco, controles internos e *compliance*.

Por fim, as atividades desenvolvidas pela Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC, incluindo o Portfólio de Riscos Corporativos, são periodicamente reportadas à Diretoria, ao Comitê de Auditoria Estatutário, ao Conselho de Administração, ao Conselho Fiscal e a outros comitês envolvidos.

Auditoria Interna

A Auditoria Interna tem como objetivo desenvolver com independência e objetividade a prestação de serviços de avaliação e consultoria, a fim de adicionar valor e contribuir para o alcance dos objetivos corporativos, por meio da aplicação de uma abordagem sistemática e disciplinada contribuindo para a melhoria da eficácia dos processos, do gerenciamento de riscos, dos controles internos e da governança corporativa, assessorando o processo decisório nos diversos níveis hierárquicos da Companhia.

Objetivando garantir a independência de sua atuação, o gerente da auditoria somente será substituído por recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário ao Conselho de Administração.

Comitê de Auditoria Estatutário

Em sua estrutura de Governança Corporativa, a Copel possui um Comitê de Auditoria Estatutário, previsto em seu Estatuto Social, sendo composto por três a cinco membros escolhidos pelo Conselho de Administração, a maioria independentes, nos termos da Resolução CVM n.º 80/2022, sendo as características, composição, funcionamento e competências estabelecidas em Regimento Interno específico.

O Comitê de Auditoria Estatutário é órgão estatutário independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração, com as funções de auditoria, supervisão e fiscalização dos processos de apresentação de relatórios contábeis e financeiros, dos controles internos, da gestão de riscos e *compliance*, e das atividades dos auditores internos e externos independentes.

Compete ainda ao Comitê de Auditoria Estatutário, avaliar a efetividade do processo de gestão de riscos na Copel, revisar a Política de Riscos anualmente, e analisar trimestralmente o portfólio de riscos e os planos de mitigação decorrentes.

Além disso, o Comitê de Auditoria Estatutário é responsável pela operacionalização do Canal de Denúncias.

O Comitê de Auditoria Estatutário elabora anualmente o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário contendo as suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando as não acatadas e justificativas para tanto; avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando inclusive o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e 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.

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é órgão de deliberação estratégica e colegiada responsável pela orientação superior da Companhia, composto por nove membros titulares, eleitos e destituídos pela Assembleia Geral, todos com prazo de mandato unificado de dois anos, permitida reeleição nos termos da Lei n.º 6.404/1976 e demais normativos aplicáveis. Sua forma de atuação e competência estão estabelecidas nos artigos 19 a 31 do Estatuto Social e em Regimento Interno específico.

Compete ao órgão, dentre outras atribuições, monitorar, periodicamente, com o apoio do Comitê de Auditoria Estatutário, a eficácia dos sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, inclusive os riscos relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras e os relacionados à ocorrência de corrupção e fraude, aprovar a Política de Riscos, avaliar e aprovar o alinhamento do apetite ao risco aos processos de gestão estratégica, acompanhar a efetividade do processo de gestão de riscos na Copel, e analisar semestralmente o portfólio de riscos e os planos de mitigação decorrentes.

Diretorias Executivas

No tocante ao gerenciamento de riscos, as diretorias são responsáveis por patrocinar a implantação da gestão de riscos no âmbito de sua atuação, apoiar os gestores de riscos no estabelecimento das ações de tratamento e dos mecanismos de controles para os riscos e incidentes identificados, e apoiar a Diretoria de Governança, Risco e Compliance - DRC na elaboração do portfólio de riscos corporativos.

(c) A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

O processo e a estrutura operacional são supervisionados pelo Comitê de Auditoria Estatutário, conforme estabelecido na estrutura de Governança Corporativa da Companhia, sendo o órgão responsável pela auditoria, supervisão e fiscalização dos processos de apresentação de relatórios contábeis e financeiros, dos controles internos e da gestão de riscos, e das atividades dos auditores internos e externos independentes.

A Copel adota o modelo de riscos corporativos baseado nos conceitos de três linhas, que na gestão de riscos e controles internos são um conjunto de diretrizes elaborado e divulgado pelo IIA Global, *The Institute of Internal Auditors*, que visa esclarecer e organizar as responsabilidades e papéis dos profissionais da organização no gerenciamento de riscos e controles.

As Diretorias Executivas e o Gestor de Riscos são encarregados pela primeira linha.

Adicionalmente, o Gestor de Riscos é o responsável por (i) identificar os riscos, as suas causas e seus impactos, (ii) estabelecer ações de tratamento e os mecanismos de controles adequados para cada risco, (iii) realizar o monitoramento periódico dos riscos sob sua responsabilidade e (iv) reportar à Diretoria da área envolvida e à DRC os riscos altos e críticos, para análise e avaliação, de acordo com a Metodologia de Gestão de Riscos e os padrões definidos, bem como os incidentes de materialização dos riscos.

Além das competências indicadas acima, a Diretoria de Governança, Risco e Compliance - DRC é a responsável por (i) definir e coordenar a implantação das diretrizes, políticas, metodologias, práticas de gerenciamento de riscos e do ambiente de controles internos na Copel; (ii) Estruturar o sistema de controles internos de forma compatível com as atividades da Copel, para mitigar eventuais conflitos na condução de seus negócios; (iii) reportar os resultados obtidos na avaliação do ambiente de controles internos aos donos dos processos, à Diretoria e ao Comitê de Auditoria Estatutário; (iv) apoiar gestores e colaboradores na elaboração de planos de ação necessários para a implementação do adequado ambiente de controles internos e mitigação dos riscos; (v) conscientizar os gestores sobre a importância da gestão integrada de riscos e suas responsabilidades com a manutenção e preservação do ambiente de controles internos; (vi) promover treinamentos e acompanhar a aplicação das etapas de identificação do risco, avaliação da severidade, priorização do risco e a implementação de respostas aos riscos; (vii) disseminar e monitorar a adequada aplicação das políticas e metodologias; (viii) elaborar, acompanhar e administrar o portfólio de riscos corporativos da Copel; (ix) monitorar as ações de tratamento e os mecanismos de controles para os riscos identificados; (x) apresentar o Portfólio de Riscos Corporativos periodicamente ao Conselho Fiscal, Comitê de Auditoria Estatutário e Conselho de Administração; (xi) reportar, periodicamente, as atividades de gestão de riscos ao Comitê de Auditoria Estatutário e ao Conselho de Administração; e (xii) promover e incentivar a conscientização sobre riscos em toda a Companhia. Sendo, deste modo, responsável pela segunda linha na Companhia.

Por fim, encarregada pela terceira linha, a Auditoria Interna é a responsável por (i) avaliar a efetividade do processo de gestão de riscos na Copel, (ii) avaliar a adequação das ações de tratamento e mecanismos de controles internos, recomendando, quando necessário, melhorias nos processos ao gestor de riscos e (iii) realizar reportes periódicos de suas avaliações ao Conselho de Administração e ao Comitê de Auditoria Estatutário.

Desta forma, de acordo com o modelo das três linhas, consideramos adequada a estrutura operacional e de controles internos para verificação de efetividade da Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos adotada.

a) as principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

O controle interno sobre relatórios financeiros é definido segundo o *Securities Exchange Act of 1934* como um processo projetado para fornecer garantia razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de demonstrações financeiras para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e inclui as políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção de registros que, em detalhes razoáveis, reflitam com precisão e razoabilidade as transações e disposições dos ativos da Companhia; (2) fornecem segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável em relação à prevenção ou à detecção oportuna de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da Companhia que poderiam ter um efeito material nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Em virtude de suas limitações inerentes, o controle interno sobre relatórios financeiros pode não impedir ou detectar distorções. Além disso, projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças nas condições.

A Companhia utiliza para avaliação dos controles internos de divulgação financeira os critérios estabelecidos no *Internal Control - Integrated Framework* (2013), publicado pelo COSO. Também adota como prática a emissão de “Certificados de Controles Internos” pelos gestores dos processos, incluindo os diretores executivos, nos quais formalizam a ciência sobre as não conformidades detectadas e se comprometem a desenvolver planos de ação para regularizá-las. A Companhia também possui uma estrutura de Auditoria Interna, responsável por aferir a adequação dos controles internos, a efetividade do gerenciamento de riscos, o cumprimento de normas e a confiabilidade dos processos relacionados ao preparo das demonstrações financeiras.

A administração da Companhia não identificou nenhuma mudança no seu controle interno sobre os relatórios financeiros durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 que tenha afetado significativamente ou tenha uma possibilidade razoável de afetar significativamente o seu controle interno sobre relatórios financeiros.

b) as estruturas organizacionais envolvidas

A Companhia utiliza na concepção de seu sistema de Controles Internos os critérios estabelecidos no *Internal Control - Integrated Framework* (2013) emitido pelo COSO, o qual é dividido em cinco componentes de controles internos e dezessete princípios que representam os conceitos fundamentais associados aos componentes, que devem estar presentes e em funcionamento para serem considerados efetivos.

Neste sentido, a Companhia segrega seu sistema de controles internos em três linhas, da seguinte forma:

- I. Ações de Administradores e empregados, por meio da implementação cotidiana de práticas de controle interno pelas áreas de negócios;
- II. Gestão de Riscos e Monitoramento do ambiente de controles, realizados pela Diretoria Adjunta de Governança, Risco e *Compliance* – DRC; e

III. Testes de efetividade realizados pela Auditoria Interna, conduzido de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. O Comitê de Auditoria supervisiona esse processo através do recebimento de reportes periódicos dos responsáveis.

c) se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Este processo é coordenado pela Diretoria Adjunta de Governança, Risco e *Compliance* – DRC, órgão estatutário responsável por definir e coordenar a implementação das diretrizes, políticas e práticas de controles internos e de gerenciamento de riscos corporativos, bem como de *compliance* da Companhia e de suas controladas, com reporte à Diretoria Executiva, ao Comitê de Auditoria e ao Conselho de Administração.

A Copel também possui uma estrutura de Auditoria Interna, responsável por aferir a adequação dos controles internos, a efetividade do gerenciamento de riscos, o cumprimento de normas e a confiabilidade dos processos relacionados ao preparo das demonstrações financeiras.

A Auditoria Interna está vinculada ao Conselho de Administração, por intermédio do Comitê de Auditoria Estatutário, e participa de reuniões periódicas a fim de reportar seus trabalhos. Para garantir a independência de sua atuação, a admissão e o desligamento de seu gestor deve ser submetido à aprovação do Conselho de Administração.

O processo é supervisionado pelo Comitê de Auditoria Estatutário, órgão vinculado diretamente ao Conselho de Administração e composto por, no mínimo, três membros daquele Colegiado, sendo as características, composição, funcionamento e competências estabelecidas em Regimento Interno específico. Compete ao Comitê de Auditoria zelar: (i) pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; (ii) pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; (iii) pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de auditoria independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; (iv) pela atuação e qualidade do trabalho da auditoria interna; e (v) pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

d) deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente

Os auditores independentes, no cumprimento de suas atribuições, avaliaram a adequação e a efetividade do sistema de controles internos sobre o processo de preparação e divulgação dos relatórios financeiros da Companhia e, em seu relatório, não foram apontadas deficiências significativas e/ou impactos relevantes. No entanto, cabe destacar que os planos de ação para as demais deficiências e recomendações indicadas pelo auditor independente são monitorados e reportados à alta administração por meio de reportes periódicos ao Comitê de Auditoria Estatutário.

e) comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas

Conforme citado no item “d” acima, não foram identificadas deficiências significativas no relatório circunstanciado do auditor independente referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, que requeiram comentário dos Diretores da Companhia.

(a) se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

i. os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas

A Copel possui um estruturado Programa de Integridade que tem por finalidade o correto tratamento aos desvios éticos e de conduta e principalmente a implementação de medidas anticorrupção adotadas para prevenção, detecção e remediação de atos lesivos à empresa, que envolvam, por exemplo, a ocorrência de suborno, propina, conflito de interesses, fraudes em processos de licitação e pagamentos, entre outros.

O Programa está totalmente alinhado aos valores da Companhia e foi estabelecido tendo como base as orientações da Controladoria-Geral da União – CGU, órgão federal que é referência na promoção de ética e integridade. Com práticas bem definidas, o Programa se destina a todos os colaboradores, fornecedores, terceirizados, estagiários, prestadores de serviços e contratados.

A gestão do programa é realizada pela Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* – DRC e a aplicação dos mecanismos envolve todas as áreas da empresa, que, de acordo com suas especialidades, garantem o adequado funcionamento e aprimoramento das práticas implementadas, das quais destacamos algumas a seguir.

Em janeiro de 2023 a Copel obteve a certificação na ISO 37.301/2021 - Sistema de Gestão de Compliance. A certificação teve como escopo o gerenciamento e operação do programa de integridade da Companhia nas atividades de *Compliance*, Controles Internos e Riscos Corporativos. Em 2024 a Copel foi aprovada pela auditoria externa de manutenção da certificação ISO 37.301.

Código de Conduta

Define um conjunto de condutas e princípios norteadores que incorporam os valores do Grupo Copel. É o instrumento orientador dos atos de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Copel e de suas subsidiárias integrais, coligadas, controladas e controladas em conjunto (“Grupo Copel”) e estabelece parâmetros éticos para as atitudes de todos os colaboradores (independentemente da sua função ou posição hierárquica), administradores (membros do Conselho de Administração e Diretoria Executiva), membros do Conselho Fiscal, membros de comitês (estatutários ou não estatutários), estagiários, aprendizes, fornecedores, prestadores de serviços, terceirizados e demais públicos que se relacionem com a Companhia.

Comitê de Ética

Órgão colegiado auxiliar ao Conselho de Administração, criado com a missão de contribuir para que a Companhia seja permanentemente conduzida por princípios éticos que estejam em consonância com os valores do Grupo Copel, com os princípios do Pacto Global das Nações Unidas (*UN Global Compact Leaders Summit*) e com os princípios da Governança Corporativa. Além disso, o Comitê de Ética é responsável por garantir a divulgação e a efetiva aplicação dos preceitos e orientações do Código de Conduta pelos empregados, administradores e contratados.

Suas principais atribuições são monitorar o processo de recepção e apuração de relatos recebidos por meio do Canal de Denúncias, revisar periodicamente e emitir orientações acerca do Código de Conduta, e, ainda, colaborar na revisão de políticas e normas internas do Grupo Copel relacionados ao tema.

O Comitê é formado pelos representantes da Vice-Presidência Jurídica e de Compliance e Vice-Presidência de Gente e Gestão e pelo Diretor de Governança, Risco e Compliance, além de um membro do Conselho de Administração. O órgão, por sua deliberação, poderá convidar o Diretor da área envolvida o assunto em pauta e o Presidente da Copel Holding para auxiliar na tomada de decisão.

Canal de Denúncias

O Canal de Denúncias da Copel é um meio seguro para registro de denúncias sobre fraudes, corrupção, assédio moral, assédio sexual, discriminação, desvios éticos, de conduta e outras irregularidades, bem como para consultas relacionadas ao Código de Conduta.

O Canal de Denúncias, gerido por empresa externa, independente e especializada, encontra-se disponível 24 horas por dia, sete dias por semana, e o contato pode ser realizado por telefone ou formulário online, com total garantia de confidencialidade e de proteção ao denunciante.

Análise de Risco

No Grupo Copel, os riscos corporativos são classificados em (i) risco estratégico; (ii) risco financeiro; (iii) risco operacional; e (iv) risco de conformidade ou risco de Compliance.

Por meio de metodologia específica, a Copel adota a estrutura de controles internos estabelecida pelo COSO – Gerenciamento de Riscos Corporativos – Integrado com Estratégia e Performance, emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO), onde é realizada a análise e avaliação dos riscos, apresentando a relação entre a probabilidade de ocorrência de um evento e o impacto para o Grupo Copel. Dessa forma, é possível tomar decisões que visem a redução dos riscos identificados.

A gestão destes riscos, que é realizada periodicamente e em conjunto com diversas áreas da Copel, oferece a base para a criação ou alteração de políticas, normas e procedimentos que compõem o Programa de Integridade.

A Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC da Copel é responsável pela gestão dos riscos corporativos e pela elaboração dos documentos que são reportados à diretoria da Copel e aos conselhos, em consonância com seu Estatuto Social, o qual estabelece ser competência do Conselho de Administração a implementação e supervisão dos sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, os principais seguem abaixo:

Matriz de Riscos de Fraude e Corrupção

Alinhada à Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos, retrata os riscos de fraude e corrupção do Grupo Copel, auxiliando na definição das ações de tratamento e monitoramento.

Avaliação de Riscos Estratégicos

Associada à tomada de decisão da alta administração e ao planejamento estratégico, contempla os principais riscos que possam gerar perda substancial no valor econômico e interferir no alcance dos objetivos de longo prazo do Grupo Copel.

Avaliação de Riscos relacionados a Novos Negócios

A expansão dos negócios relacionados ao objeto social da Companhia e alinhados ao seu planejamento estratégico se dá por meio de aquisições de participações societárias ou novos negócios, e pela participação nos processos licitatórios para obtenção de outorgas ou nos leilões de negócios em todas as suas áreas de atuação, sendo a análise de riscos etapa integrante dos estudos destas oportunidades, conforme fluxogramas de aquisições e leilões da Companhia.

Sob demanda da Vice-Presidência de Estratégia, Novos Negócios e Transformação Digital (VPEN), são elaboradas avaliações de risco para os novos negócios, sejam aquisições, fusões, ou alienações pretendidas pela Copel.

Matriz de Riscos e Controles Internos

A “Matriz de Riscos e Controles” retrata os eventos que podem impactar a integridade dos reportes financeiros, os processos da Companhia e o atendimento de normativas internas e legislações vigentes, bem como as ações de mitigação existentes, apontando áreas e responsáveis por cada processo, risco e controle, dentre outras informações, o que possibilita manter um monitoramento constante do ambiente.

A partir dos resultados da análise dos riscos de Compliance identificados, são criadas ou aperfeiçoadas normas e políticas corporativas que devem orientar a conduta das partes interessadas em relação aos temas de integridade. As práticas que integram o Programa de Integridade estão diretamente relacionadas à prevenção, detecção e remediação de fraudes e corrupção.

Controles Internos

Atividades voltadas à manutenção do ambiente de controles internos e ao cumprimento dos requisitos legais e regulatórios vigentes, especialmente da Lei Sarbanes-Oxley (SOX).

A estrutura e controles internos do Grupo Copel segue os padrões do *Committee of Sponsoring Organizations for the Treadway Commission* (COSO), *framework* reconhecido internacionalmente.

Políticas

Estabelecimento formal de diretrizes e normativas que orientem a conduta das partes interessadas em relação aos temas de integridade e implementação de ações que assegurem a gestão dos riscos de modo eficaz.

Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos

Estabelece princípios, diretrizes e responsabilidades a serem observadas e aplicadas no processo de gerenciamento de riscos corporativos da Companhia Paranaense de Energia – Copel (Holding), nas suas subsidiárias integrais - SIs (diretas e indiretas) e controladas (diretas e indiretas).

A Companhia adota o modelo das “Três Linhas do IIA” no gerenciamento eficaz de riscos e controles, por meio do qual as responsabilidades de cada uma das partes interessadas estão delimitadas, de modo a não haver lacunas durante a realização do processo, conforme segue:

- Primeira linha de defesa (Áreas de negócio da Companhia): Diretorias Executivas, superintendentes e gerentes das áreas de negócios, além dos gestores de projetos e processos. Esta linha de defesa é responsável pela provisão de serviços e produtos aos clientes e pelo gerenciamento de riscos.

- Segunda linha de defesa (Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC): Empregados, gerentes e Diretor. Esta linha de defesa é responsável pelo apoio, monitoramento e questionamento sobre questões relacionadas a riscos.
- Terceira linha de defesa (Auditoria Interna): Empregados e gerentes da Auditoria Interna. Esta linha de defesa realiza a avaliação e assessoria independentes e objetivas sobre questões relativas ao atingimento dos objetivos, para oferecer clareza e confiança, além de promover e facilitar a melhoria contínua, por meio de investigação rigorosa e comunicação perspicaz.

Política de Integridade

Define princípios e diretrizes de integridade corporativa na condução dos negócios da Companhia Paranaense de Energia – Copel (Holding), suas subsidiárias integrais – SIs e controladas, respeitando seus trâmites societários, e desdobra-se nos seguintes assuntos: Conflito de Interesses e Canal de Denúncias, sendo aplicável, como recomendação, às controladas em conjunto, às empresas coligadas e outras participações societárias, respeitados seus trâmites societários.

Adicionalmente, no que couber, as diretrizes desta Política também são aplicáveis, como recomendação, aos fornecedores da Copel.

Política de Transação com Partes Relacionadas e Conflito de Interesses

Estabelece diretrizes que contribuam para assegurar que as transações entre Partes Relacionadas sejam realizadas no melhor interesse do Grupo Copel, e sejam fundamentadas nos princípios de independência, competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade.

Comunicação e treinamento

Tem o objetivo de disseminar a cultura de ética e integridade a todas as partes interessadas.

Alerta Compliance

Enviados por e-mail, podendo ser direcionados a públicos específicos ou para toda a Companhia, os alertas visam promover a disseminação de informações relacionadas a integridade por meio da abordagem de temas pertinentes à conformidade das atividades e/ou que possam gerar riscos ou acarretar prejuízos ao Grupo Copel.

Treinamento Código de Conduta

As ações de integridade não estão restritas ao desenvolvimento e execução de atividades em uma única área da Companhia, elas envolvem toda a empresa e estão presentes nas atividades cotidianas de cada empregado. Dessa forma, a Copel lançou em 2023 o primeiro Ciclo de treinamentos do Programa de Integridade, que permaneceu durante o ano de 2024. Diante da transformação da Copel em corporação, esta campanha sucedeu o antigo treinamento de Código de Conduta. Porém, agora de forma mais atualizada, a intenção é abordar temas gerais do Programa de Integridade sem esquecer os aspectos gerais do Código de Conduta e conflito de interesses.

- ii. **as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes**

Em 2016, foi aprovada na 193ª Assembleia Geral Extraordinária – AGE a criação da Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC. Atualmente as atribuições estão na Diretoria Jurídica e de *Compliance*, sendo o responsável pelo assunto a Diretoria de Governança, Risco e *Compliance* - DRC. O Diretor da DRC pode, com garantia estatutária, se reportar diretamente ao Diretor Presidente ou ao Conselho de Administração, e tem como atribuições específicas o tratamento e verificação dos temas relacionados a Integridade como gestão dos riscos, controles internos, análises de integridade, coordenação do Canal de Denúncias e programa de integridade, além da gestão da Sustentabilidade e Governança Corporativa dentro da Companhia.

É composta pela Superintendência de Governança e Sustentabilidade – SGS, responsável por estabelecer políticas, diretrizes e indicadores relacionados à sustentabilidade empresarial, à mudança do clima, à governança corporativa e às políticas públicas, e pela Superintendência de Integridade – SIN, responsável por conduzir atividades voltadas a *compliance*, gestão de riscos corporativos e controles internos na Companhia, e que possui na sua estrutura o Departamento de Riscos Corporativos e Proteção de Dados, Departamento de Compliance e o Departamento de Controles Internos. Conforme definido no Regimento Interno da Diretoria, compete ao Diretor de Governança, Risco e Compliance da Companhia Paranaense de Energia – Copel, dentre outras atividades:

- estabelecer políticas e diretrizes, bem como coordenar sua aplicação na Companhia, em subsidiárias integrais (diretas e indiretas) e, no que couber, nas empresas controladas e nas demais participações societárias, relativas a:
 - a. sustentabilidade empresarial, considerando assuntos relacionados a aspectos socioambientais, mudança do clima e responsabilidade social;
 - b. governança corporativa;
 - c. gerenciamento de riscos corporativos;
 - d. controles internos; e
 - e. *Compliance*.
- gerir e divulgar o desempenho em sustentabilidade empresarial e governança corporativa do Grupo Copel;
- estabelecer padrões de ética, conduta e integridade, bem como coordenar a revisão e disseminação do Código de Conduta no Grupo Copel;
- definir e coordenar o Programa de Integridade no Grupo Copel e, no que couber, nas empresas em que a Copel detenha participações societárias;
- coordenar a implantação e manutenção do processo de gerenciamento de riscos corporativos, de *Compliance* e de controles internos para mitigação dos principais riscos, inclusive aqueles relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras no Grupo Copel e, no que couber, nas empresas em que a Copel detenha participações societárias;
- elaborar relatórios relativos às suas atividades para informação dos colegiados estatutários;
- relatar a ocorrência de ato que constitua ilícito administrativo, civil ou penal ao Conselho de Administração e à Diretoria da Copel ou subsidiária integral (direta ou indireta), conforme o caso; e

- contribuir no que for necessário, dentro de suas atribuições, com o Comitê de Desenvolvimento Sustentável da Copel na execução do seu plano de trabalho, voltado ao assessoramento do Conselho de Administração da Copel, conforme definido no Regimento Interno daquele colegiado.

Complementarmente, conforme consta no Estatuto Social da Companhia, o Diretor responsável por governança, risco e *compliance* poderá reportar-se diretamente ao Conselho de Administração da Copel em situações em que se suspeite do envolvimento do Diretor Presidente da Copel em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada.

A atuação da Diretoria responsável por governança, risco e *compliance* se estende a todas as subsidiárias integrais e controladas da Copel.

iii. se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:

- **se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados**

O Código de Conduta define um conjunto de condutas e princípios norteadores que incorporam os valores da Companhia. É o instrumento orientador dos atos de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Companhia e estabelece parâmetros éticos para as atitudes de colaboradores, administradores, membros dos Conselhos, estagiários, prestadores de serviço e contratados.

O documento é amplamente divulgado para colaboradores e administradores que passam anualmente por treinamento sobre o Código de Conduta além de ser entregue com termo de recebimento e compromisso.

O Código de Conduta também está disponível a todas as partes interessadas no Portal de Integridade do Grupo Copel e é citado no Manual do Fornecedor do Grupo Copel, entregue a cada fornecedor por ocasião da assinatura do contrato, ocasião em que também é assinado Termo de Ciência e Comprometimento com os princípios e diretrizes do Grupo Copel. Para os parceiros comerciais, a comunicação sobre as diversas medidas anticorrupção, políticas e normas é feita em *workshops*, palestras e eventos.

- **as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas**

A Copel possui uma norma específica sobre disciplina funcional - NAC 040301 DISCIPLINA FUNCIONAL, que prevê as medidas disciplinares aplicáveis para cada tipo de caso, que são: (i) advertência; (ii) suspensão disciplinar; e (iii) dispensa do empregado.

O próprio Código de Conduta da Copel dispõe o seguinte em seu capítulo “5.1 VIOLAÇÕES AO CÓDIGO DE CONDUTA”:

“Qualquer violação a este Código e/ou à legislação vigente está sujeita a medidas disciplinares e/ou a penalidades definidas de acordo com a gravidade da ocorrência, conforme estabelecido em norma interna.

Após apuração dos fatos, sendo constatada violação ou omissão aos dispositivos deste Código, todos estarão sujeitos às penalidades previstas em normativas internas.

No caso de violação por fornecedor, poderá haver até rescisão do contrato com base neste Código de Conduta.

Após análise criteriosa dos fatos e comprovada a responsabilidade dos envolvidos, tendo as penalidades cabíveis sido aplicadas, eles deverão ressarcir integralmente os prejuízos e/ou danos causados ao patrimônio da Companhia”

A atribuição de monitorar o processo de recepção e apuração de relatos recebidos por meio do Canal de Denúncias, deliberar sobre aplicação de medidas disciplinares, bem como monitorar a resolução das deficiências identificadas durante os processos de apuração de denúncias é do Comitê de Ética da Copel, colegiado formado por membros da Diretoria e do Conselho de Administração da Copel, sendo que, na hipótese de eventuais assuntos relacionados à Companhia, um de seus diretores deverá ser convocado.

A criação do Comitê de Ética da Copel foi formalmente aprovada na 197ª reunião Ordinária do Conselho de Administração da Copel, realizada em 5 de dezembro de 2019.

- **órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado**

O Código de Conduta foi formalmente aprovado pelo Conselho de Administração da Copel em reunião realizada em 9 de dezembro de 2015.

A versão em vigor do Código de Conduta foi aprovada na 267ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração da Companhia, realizada em 15/10/2025.

O Código de Conduta do Grupo Copel está disponível para consulta no seguinte endereço: <https://ri.copel.com/governanca-corporativa/estatutos-politicas-e-regimentos/>.

(b) se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo:

i. se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros

A Companhia possui canal de denúncias independente gerido por empresa terceira disponível 24 horas por dia e permite que sejam encaminhados relatos pelo site <http://www.copel.com/canaldedenuncias/> ou pelo telefone 0800 643 5665 ou 0800 900 8008.

ii. se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados

O Canal de Denúncias Copel está aberto a todos os públicos, incluindo colaboradores, administradores, terceirizados, fornecedores, estagiários e a comunidade.

iii. se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé

As informações recebidas pelo canal são confidenciais e anônimas. A proteção e não retaliação ao denunciante de boa-fé está disposto no item 5.3 do Código de Conduta e no item 3.4 da Norma Administrativa do Canal de Denúncias.

iv. órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias

O Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, conforme previsão do art. 50 do estatuto social da Copel e do parágrafo único do art. 1º do Regimento Interno do órgão, é responsável pela apuração das denúncias, contando com suporte do Comitê de Ética, que monitora o processo de recepção e aspiração dos relatos recebidos pelo Canal de Denúncias, e da Diretoria Adjunta de Governança Risco e *Compliance* da Copel.

Denúncias internas e externas relativas ao Código de Conduta:

A Companhia utiliza o Canal de Denúncias da Copel, monitorado por seu Comitê de Auditoria Estatutário e por seu Comitê de Ética, e é gerido por empresa de consultoria independente. As denúncias são anônimas (a critério do denunciante) e confidenciais, não sendo possível identificar quais são internas ou externas.

Tendo em vista que este canal é destinado à recepção de denúncias relacionadas a todas as sociedades integrantes do Grupo Copel, as demandas não são segregadas por sociedade, de forma que a informação abaixo inclui as denúncias da Copel, de suas subsidiárias integrais (Copel DIS, Copel GeT, Copel COM e Copel SERVIÇOS), de suas controladas, de suas controladas em conjunto e de suas coligadas.

Aperfeiçoamentos realizados em decorrência dessas denúncias:

A Copel busca monitorar e aprimorar continuamente seu Programa de Integridade e um dos principais insumos para o aperfeiçoamento das práticas internas são as informações coletadas pelos canais de denúncias do grupo.

Todas as recomendações e riscos identificados após o tratamento das denúncias foram encaminhados para as áreas responsáveis a fim de que elas elaborem planos de ação para aperfeiçoamento de seus processos internos. Esses planos são monitorados pelas áreas de Integridade e Auditoria Interna da Copel.

Por fim, as denúncias também são utilizadas como subsídio para avaliação dos riscos relacionados a fraude e corrupção. Os dados coletados são utilizados na metodologia para definição de quais ações do Programa de Integridade serão priorizadas.

(c) número de casos confirmados nos últimos 3 (três) exercícios sociais de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública e medidas corretivas adotadas

Não foram identificados casos procedentes desse tipo.

(d) caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido

A Companhia possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, não houve alterações significativas nos principais riscos a que a Companhia está exposta e na política de gerenciamento de riscos adotada pela Companhia.

Não há outras informações que a Companhia julgue relevantes em relação à Seção 5 deste Formulário de Referência.