



COPEL
Geração e Transmissão



Copel Geração e Transmissão S.A.

CNPJ Nº 04.370.282/0001-70

Companhia de Capital Aberto - Categoria "B" - CVM 2474-0

www.copel.com copel@copel.com

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

CEP 81200-240

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2021

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. A COMPANHIA	4
2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)	8
2.1. Governança Corporativa	8
2.2. Estrutura de Governança	10
2.3. Dimensão Social	16
2.4. Dimensão Ambiental	21
2.5. Balanço Social	24
3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	27
3.1. Análise macroeconômica	27
3.2. Ambiente regulatório	27
3.3. Segmentos de Negócios	32
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	40
4.1. Receita Operacional Líquida	40
4.2. Custos e Despesas Operacionais.....	40
4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial	42
4.4. EBITDA ou LAJIDA	42
4.5. Resultado Financeiro	43
4.6. Endividamento	43
4.7. Lucro Líquido	44
4.8. Lucro Líquido por Segmento	44
4.9. Valor Adicionado	45
4.10. Programa de Investimentos.....	45
4.11. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D.....	45
5. PANDEMIA DE COVID-19.....	46

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

É com muita satisfação e compromisso que apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras de 2021.

Foram muitos avanços ao longo de 2021, dentre os quais destacamos a adesão a repactuação do risco hidrológico no ambiente de contratação livre, com reconhecimento de R\$ 1,56 bilhão no Ebitda da Companhia, mediante a extensão da concessão de nossas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

Outro acontecimento de destaque foi a aquisição do “Complexo Eólico Vilas”, com 186,7 MW de capacidade instalada, por R\$ 1,06 bilhão de *Enterprise Value*, ampliando a participação da matriz eólica em nosso portfólio de ativos.

Destacamos ainda a conclusão de importantes projetos nos segmentos de geração e transmissão, como a Linha de Transmissão em 500kV, com 144,5 km de extensão, entre os Estados do Paraná e Santa Catarina, interligando as subestações Curitiba Leste e Blumenau, e a PCH Bela Vista com 29,8 MW de capacidade instalada, instalada entre os municípios de Verê e São João, no Estado do Paraná.

Para nortear nossas ações, além dos objetivos estratégicos, se solidificam aprendizados diversos, em especial, o impacto da crise hídrica no setor elétrico brasileiro, que observou a pior afluência em 91 anos de histórico e a importância da diversificação do portfólio e da estratégia da comercialização na gestão do negócio de geração de energia.

Registramos o compromisso da Companhia com a permanente busca pela eficiência operacional e responsabilidade com a sustentabilidade ambiental, econômica e social (*ESG*).

Por fim, permanecemos focados na expansão da geração renovável, orientados por nossa política de investimentos, tanto através da prospecção de novos projetos *brownfield* ou *greenfield*, através dos leilões de geração e transmissão, para crescer e gerar valor de forma sustentável.

Uma boa leitura a todos!

Moacir Carlos Bertol

Diretor Geral

1. A COMPANHIA

A Copel Geração e Transmissão S.A. (Companhia ou Copel GeT) é uma sociedade anônima de capital aberto, categoria “B”, subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia (Copel ou Controladora), que atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração e transmissão de energia. Opera um sistema de energia elétrica com parques geradores de usinas (hidrelétricas, térmicas e eólicas), linhas de transmissão e subestações, inclusive em parcerias por meio de Sociedades de Propósito Específico - SPEs.

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



- **Participação no Mercado**

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	⁽²⁾ 3,3	⁽³⁾ 19,8	⁽³⁾ 48,1
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	3,7	22,9	49,1

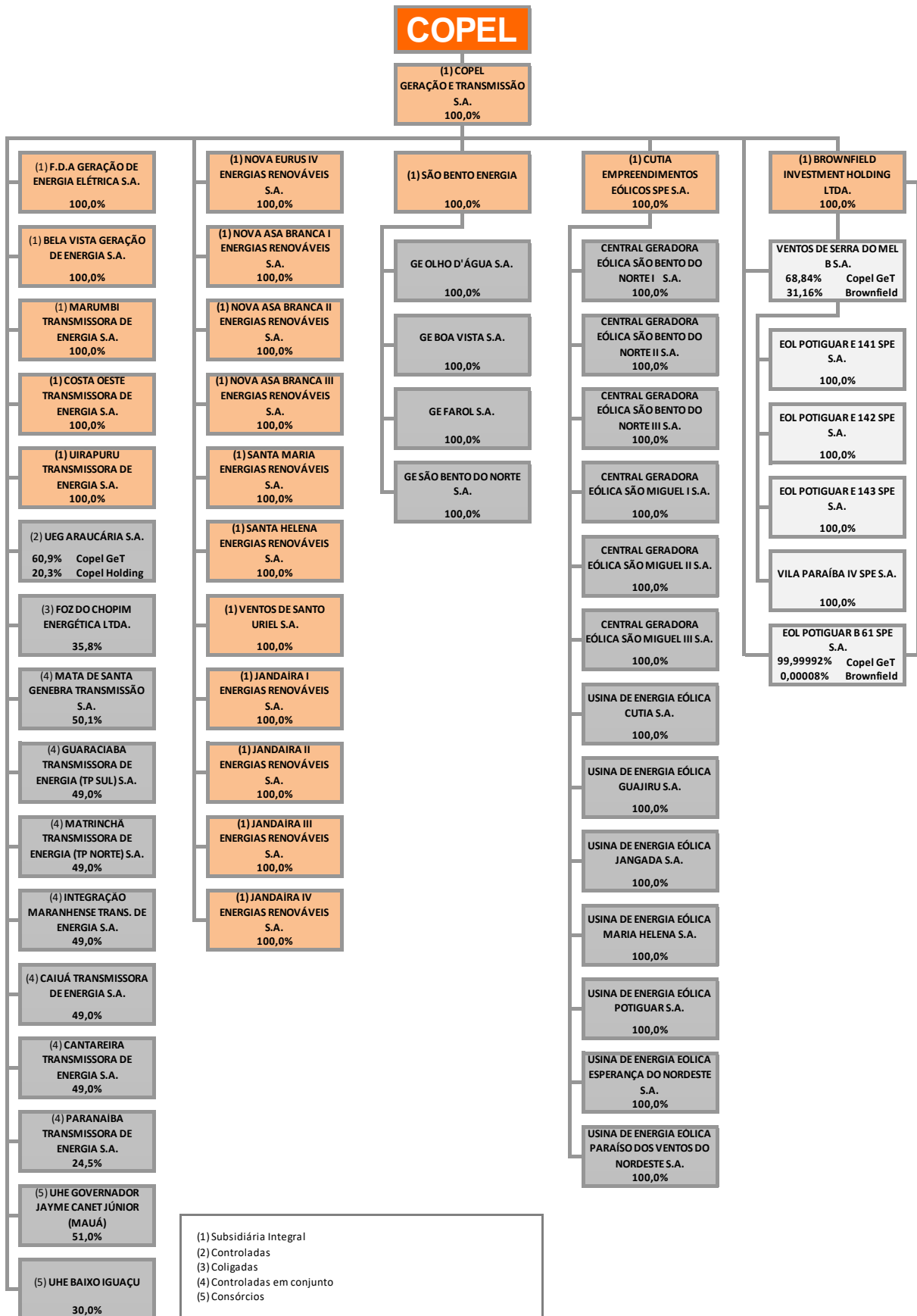
⁽¹⁾ Capacidade instalada da Copel Geração e Transmissão e SPes 100%

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

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

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

- **Organograma societário em 31.12.2021**



• Prêmios e certificações em 2021

Prêmios / Certificações	Certificador
Selo Clima Paraná Ouro	Governo do Estado do Paraná
Certificação GPTW e Ranking entre as melhores empresas do Paraná para Copel Geração e Transmissão (15º)	Great Place to Work
Certificado Empresa Cidadã - pelas informações de relatório Social	Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio
Prêmio Sesi ODS 2021	Sesi - Serviço Social da Indústria

• Copel Geração e Transmissão em Números (consolidado)

Em R\$ mil	2021	2020	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	24.715.085	20.442.581	20,9
Caixa e equivalentes de caixa	1.929.858	1.509.740	27,8
Títulos e valores mobiliários	350.354	289.480	21,0
Dívida total	7.305.442	5.930.636	23,2
Dívida líquida	5.025.230	4.131.416	21,6
Receita operacional bruta	8.397.160	5.627.029	49,2
Deduções da receita	845.734	597.909	41,4
Receita operacional líquida	7.551.426	5.029.120	50,2
Custos e despesas operacionais	3.678.359	2.827.210	30,1
Equivalência patrimonial	356.372	186.477	91,1
Resultado das atividades	3.873.067	2.201.910	75,9
Ebitda ou Lajida	4.826.626	2.956.572	63,3
Resultado financeiro	(438.344)	(266.462)	64,5
IRPJ/CSLL	970.996	502.583	93,2
Lucro operacional	3.791.095	2.121.925	78,7
Lucro líquido do exercício	2.820.099	1.619.342	74,2
Patrimônio líquido	12.873.586	10.825.875	18,9
Juros sobre o capital próprio/Dividendos	1.532.107	1.018.614	50,4
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,1	1,0	10,0
Liquidez geral (índice)	0,8	0,9	(11,1)
Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	63,9	58,8	8,7
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	56,7	54,8	3,5
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	50,2	42,2	19,0
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	37,3	32,2	15,8
Participação de capital de terceiros (%)	47,9	47,0	1,9
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽¹⁾	26,0	16,4	58,5

⁽¹⁾ LL ÷ (PL inicial)

2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)

A Copel é pioneira na gestão de questões ambientais, sociais e de governança corporativa. Ao longo de sua história, consolidou-se como uma empresa comprometida em prover energia e soluções para o desenvolvimento sustentável da sociedade, sendo a primeira setor elétrico a aderir ao Pacto Global das Organizações das Nações Unidas - ONU, em 2000.

O crescimento econômico, a responsabilidade socioambiental, a inovação e a excelência em governança são conceitos intrínsecos à estratégia de negócios da Companhia e a Copel tem orgulho de estar na vanguarda da preservação da biodiversidade e de programas socioambientais, conforme as diretrizes da Política de Sustentabilidade da Companhia.

Para difundir e materializar esse compromisso, a Copel desenvolve ações e programas que beneficiam a comunidade, o meio ambiente e o público interno. A trajetória da Copel rumo à sustentabilidade prioriza a inovação nos processos, a qualidade dos serviços prestados e a transparência na gestão.

Outras informações sobre as práticas adotadas pela Companhia e o desenvolvimento sustentável podem ser acessadas no endereço <https://copelsustentabilidade.com>.

2.1. Governança Corporativa

A Companhia segue as práticas e políticas de governança adotadas pela sua Controladora, que abrange um conjunto eficiente de mecanismos, tanto de incentivos quanto de monitoramento, a fim de assegurar que o seu desempenho esteja sempre alinhado com o melhor interesse da Companhia e de seus *stakeholders*.

O modelo adotado tem como referência o Código de Melhores Práticas de Governança para Companhias Abertas, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, e se baseia nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas (*accountability*) e responsabilidade corporativa, seguindo as melhores práticas do mercado.

A partir de março de 2021, foi promovida ampla reforma estatutária na Controladora, incluindo requisitos do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 (Brasil, Bolsa, Balcão - bolsa de valores de São Paulo), sendo que a migração ocorreu em novembro de 2021, e atende aos dispositivos das Leis Federais nº 6.404/1976 e nº 13.303/2016, às regras da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e às demais legislações aplicáveis no Brasil. No exterior, a Copel cumpre as normas da *Securities and Exchange Commission* - SEC e da *New York Stock Exchange* - NYSE, nos Estados Unidos; e do Latibex, da *Bolsa y Mercados Españoles*, na Espanha.

Para aferir a maturidade e o nível da qualidade da governança corporativa da Copel, a Controladora participa de índices e reconhecimentos de mercado que permitem a comparação com seus pares e empresas de diversos setores: Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3), *Dow Jones Sustainability Index* (DJSI) e Selo Empresa Pró-Ética. Outro parâmetro de comparação é o Informe de Governança Corporativa, elaborado conforme a Instrução CVM nº 586/2017, no qual a Copel relata seu nível de aderência às práticas do código do IBGC.

2.1.1. Referencial Estratégico

A Companhia adota as diretrizes expressas no referencial estratégico da Copel, que balizam sua gestão e orientam todas as ações e decisões internas e externas. São elas:

Missão: Prover energia e soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade.

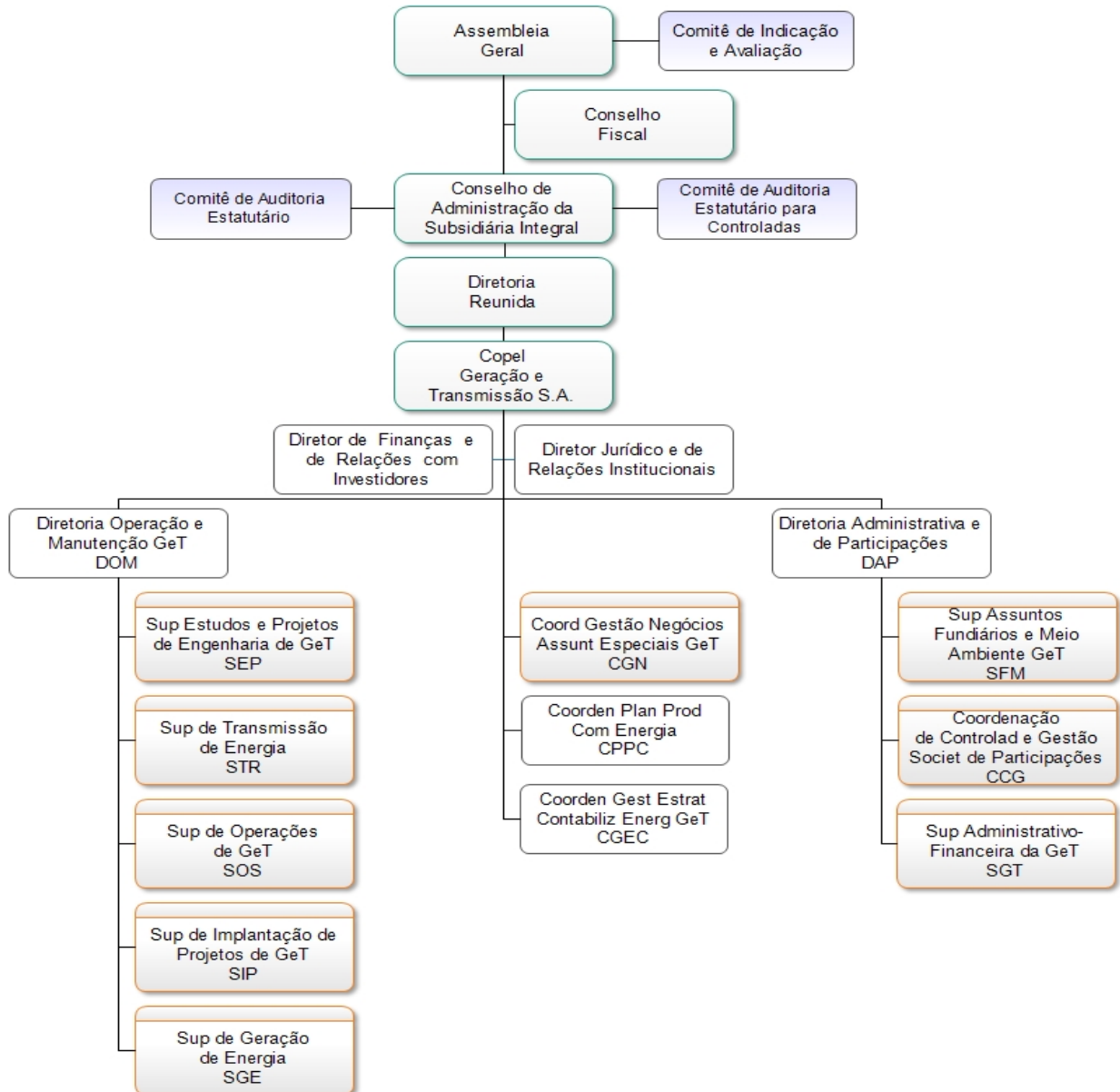
Visão: Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável.

Valores:

- **Ética:** Resultado de um pacto coletivo que define comportamentos individuais alinhados a um objetivo comum.
- **Respeito às pessoas:** Consideração com o próximo.
- **Dedicação:** Capacidade de se envolver de forma intensa e completa no trabalho, contribuindo para a realização dos objetivos da organização.
- **Transparência:** Prestação de contas das decisões e realizações da empresa para informar seus aspectos positivos ou negativos a todas as partes interessadas.
- **Segurança e Saúde:** Ambiente de trabalho saudável, em que os trabalhadores e os gestores colaboram para o uso de processo de melhoria contínua da proteção e promoção da segurança, saúde e bem-estar de todos.
- **Responsabilidade:** Condução da vida da empresa de maneira sustentável, respeitando os direitos de todas as partes interessadas, inclusive das futuras gerações, e o compromisso com a sustentação de todas as formas de vida.
- **Inovação:** Aplicação de ideias em processos, produtos ou serviços, de forma a melhorar algo existente ou construir algo diferente e melhor.

2.2. Estrutura de Governança

A estrutura de governança atual da Companhia é a demonstrada a seguir:



Assembleia geral

É o fórum com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao objeto social da Companhia.

Comitê de Indicação e Avaliação

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

COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO

Presidente	Marcos Leandro Pereira
Membro	Robson Augusto Pascoalini
Membro	Durval José Soledade Santos

Conselho Fiscal

Órgão permanente que analisa e opina sobre as demonstrações financeiras e fiscaliza os atos dos administradores.

CONSELHO FISCAL

Presidente (Governo)	Demetrius Nichele Macei
Conselheiro (Governo)	Harry Françaia Júnior
Conselheiro (Governo)	José Paulo da Silva Filho
Conselheiro (Governo) - suplente	Otamir Cesar Martins
Conselheiro (Governo) - suplente	Verônica Peixoto Coelho

Conselho de Administração - CAD

Órgão deliberativo responsável por fixar a orientação geral dos negócios, em conformidade com as competências estabelecidas no Estatuto Social da Copel e em Regimento Interno.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente	Daniel Pimentel Slaviero
Secretário Executivo	Moacir Carlos Bertol
Membro	Cassio Santana da Silva
Membro	Luiz Claudio Maia Vieira

Diretoria Reunida

Órgão executivo responsável pelas funções executivas, com atribuição de representar a Companhia, de acordo com atribuições e deveres estabelecidos no Estatuto Social.

DIRETORIA

Diretor Geral	Moacir Carlos Bertol
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	Adriano Rudek de Moura
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais	Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor de Operação e Manutenção de Geração e Transmissão	Carlos Frederico Pontual Moraes
Diretor Administrativo e de Participações	Adriano Fedalto

Comitê de Auditoria Estatutário

Tem como atribuições principais fiscalização, revisão, supervisão, acompanhamento e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pela operacionalização do Canal de Denúncias.

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro especialista financeiro	Carlos Biedermann
Membro externo	Luiz Claudio Maia Vieira

Comitê de Auditoria Estatutário para controladas da Copel Geração e Transmissão

Exerce suas atribuições e responsabilidades de assessoramento junto ao Conselho de Administração das

sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do CAD da Copel Geração e Transmissão.

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO PARA CONTROLADAS DA COPEL GET

Membro Zeno Bannach Junior

Membro Nelson Luiz Paula de Oliveira

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

2.2.1. Programa de Integridade

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 Companhia, que envolvam, por exemplo, a ocorrência de suborno, propina, conflito de interesses, fraudes em processos de licitação e pagamentos, entre outros.

O programa se destina a todos os empregados, fornecedores, terceirizados, estagiários, prestadores de serviços e contratados e, para cumprimento de sua função, está fundamentado em 5 pilares que, de forma interdependente, sustentam o desenvolvimento e aperfeiçoamento constante de todos os mecanismos adotados. São eles:

a) Liderança e estrutura

Representa o suporte e comprometimento da direção da Companhia com a efetividade, desenvolvimento e melhoria contínua do programa. A atuação da diretoria fortalece o compromisso com a criação da cultura de ética e integridade dentro da Companhia.

Comitê de Ética

Órgão auxiliar ao Conselho de Administração com as seguintes atribuições principais: monitorar o processo de recepção e apuração de relatos recebidos por meio do Canal de Denúncias; deliberar sobre aplicação de medidas disciplinares e monitorar a resolução das deficiências identificadas durante os processos de apuração de denúncias em conformidade com as normativas internas e legislação aplicável.

Código de Conduta

Instrumento orientador dos atos de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Copel, como empregados, administradores, membros de conselhos e comitês, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços e terceirizados.

Canais de Comunicação

Os canais de comunicação oferecem meios para registro de opiniões, críticas e reclamações, para realização de consultas, e principalmente, para o recebimento de denúncias sobre condutas impróprias ou situações que envolvam violação de princípios éticos, normas, políticas, leis regulamentos.

- Canal de denúncias: canal independente disponível ao público interno e externo. Operado por empresa contratada, oferece garantia de sigilo absoluto, podendo ser acessado por telefone, website ou gravação de mensagem por secretária eletrônica. Destinado ao recebimento de denúncias sobre fraudes, corrupção e outras irregularidades, assédio moral, desvios éticos e de conduta, além de consultas relacionadas ao Código de Conduta. O telefone é o 0800-643-5665 e o site é o www.copel.com/canaldedenuncias
- Ouvidoria: instituída por determinação da Aneel, a ouvidoria da Copel é responsável por receber, analisar e encaminhar solicitações de informações, sugestões, reclamações e denúncias do público e externo, além de monitorar e acompanhar os processos para que sejam dadas respostas com rapidez e eficiência. O atendimento é realizado por telefone, fax, email, aplicativo, pessoalmente ou correspondência. O telefone é o 0800-647-0606 e o email é o ouvidoria@copel.com

b) Análise de Riscos

Os riscos corporativos são classificados na Companhia em Risco Estratégico, Risco Financeiro, Risco Operacional e Risco de Compliance. Por meio de metodologia específica é realizada a análise e avaliação dos riscos, apresentando a relação entre a probabilidade de ocorrência de um evento e o impacto para a Copel. Dessa forma, é possível tomar decisões que visem a redução dos riscos identificados.

c) Políticas e Procedimentos

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 estão diretamente relacionadas à prevenção, detecção e remediação de fraudes e corrupção. Os principais instrumentos normativos e procedimentos relacionados ao Programa de Integridade são:

- Políticas Corporativas - NPC
- Norma Administrativa Copel - NAC
- Níveis de Competência - NCO
- Procedimentos de 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 da Companhia segue os padrões do *Committee of Sponsoring Organizations for the Treadway Commission* - COSO, framework reconhecido internacionalmente
- Procedimentos de controle externo (Controle Público Estadual): atividades de atendimento às exigências de controle interno definidas pelos órgãos de controle externo do poder público estadual, bem como apoio à alta direção e às áreas de negócios quanto às ações de atendimento aos apontamentos efetuados por estes órgãos
- Avaliações de Integridade (*Background Check*): compondo avaliação de integridade de Fornecedores, avaliação de integridade nas indicações dos candidatos para ocupar cargos de direção ou conselhos do

grupo e avaliação de integridade nas contratações e nos patrocínios

d) Comunicação e Treinamentos

São ações com objetivo de disseminar a cultura de ética e integridade a todas as partes interessadas. O plano de comunicação e treinamento é elaborado com base na Matriz de Risco de Fraude e Corrupção. De acordo com a análise, são previstas as divulgações e treinamentos obrigatórios pela legislação e determinados os treinamentos específicos que serão disponibilizados para toda a Companhia ou para públicos selecionados. São algumas das práticas adotadas:

- Programa Embaixadores de Compliance: disseminação da cultura da integridade e Compliance por meio do engajamento de empregados capacitados distribuídos por diversas áreas e locais de atuação.
- Treinamentos e eventos: em atendimento à legislação e de acordo com as melhores práticas de mercado, anualmente, são aplicados, na modalidade de ensino à distância - EaD, treinamentos sobre o Código de Conduta a todos os empregados. Para os administradores eleitos é realizado um conjunto de treinamentos onde são abordados temas como legislação societária e de mercado de capitais, sigilo e divulgação de informações, controles internos, governança corporativa e gestão estratégica de riscos empresariais, além da Lei Anticorrupção, da Política de Transação com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses e do Código de Conduta da Copel. Além dos treinamentos obrigatórios, são promovidos, a todos os empregados ou para públicos específicos, treinamentos sobre conteúdos que foram definidos por meio do monitoramento do Programa de Integridade.
- 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 à Companhia.
- Portal de Compliance: Disponível na homepage da Companhia, o Portal oferece acesso ao Código de Conduta e ao Programa de Integridade, além de informações sobre as práticas de Compliance relacionando com o papel de cada área ou órgão envolvido.
- Portal da Transparência: tem como finalidade facilitar o acesso às informações sobre a Companhia, conforme determinam a Lei Federal nº 12.527/2011, o Decreto Federal nº 7.724/2012, a Lei Estadual nº 16.595/2010 e o Decreto Estadual nº 10.285/2014. No Portal, são apresentadas informações relativas a licitações e contratos, receitas e despesas, programas socioambientais, projetos e obras, empregados, contratações, demissões e concursos, além de informações institucionais como estrutura, administração, regimentos, entre outras.

e) Monitoramento do Programa

Constitui a avaliação contínua da efetividade das práticas que integram o programa, visando garantir que o funcionamento do programa seja satisfatório. Por meio do monitoramento constante, podem ser identificadas

necessidades de ajustes nos mecanismos do programa em função de alterações nas legislações e normativas externas, do surgimento de novos riscos para os negócios, da alteração dos objetivos da Companhia, de situações não previstas ou ainda de possíveis falhas na execução do programa.

- Controles de Compliance: realização de testes preventivos em temas previstos em normas internas, com apontamento de necessidades de aprimoramento de processos corporativos nas questões de conformidade com requisitos e normas. São ainda aplicados procedimentos antifraude em áreas e em processos corporativos, nos quais forem identificadas vulnerabilidades em relação aos riscos de fraude e de corrupção.
- Reporte periódico à Administração e aos Conselhos e Comitês pertinentes dos relatórios sobre os assuntos tratados em função do Programa de Integridade, dentre eles, o relatório de Riscos Corporativos, de Controles Internos e de Compliance, além do Relatório do Canal de Denúncias.
- Apuração das Denúncias recebidas pelo Canal de Denúncias. Realizada sob responsabilidade da Diretoria de Governança, Risco e Compliance e com absoluto sigilo, a apuração pode ser executada pela equipe de Compliance especializada ou pela equipe de investigadores externos. Todo o processo é monitorado pelo Comitê de Ética, pelo Conselho de Administração e pelo Comitê de Auditoria Estatutário.
- Estabelecimento formal e padronizado de medidas disciplinares com abrangência à toda Companhia em caso de violação das normas e regras presentes no Programa de Integridade.
- Avaliações externas do Programa: a Copel participa anualmente do ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial, que, entre outros aspectos, avalia questões como governança corporativa e temas relacionados à integridade dentro da Companhia. Também participa no Pró-Ética, relacionado ao funcionamento do Programa de Integridade e que constitui uma das principais ferramentas para aprimoramento do programa e para definições de novas metas.
- Autoavaliação periódica do Programa realizada anualmente por meio de metodologia própria. A autoavaliação é um instrumento complementar para avaliar a eficiência, eficácia e efetividade das ações do Programa. Similar às avaliações externas, o método identifica com amplitude todos os detalhes do funcionamento do programa relacionando com aspectos legais e de melhores práticas.

2.2.2. Auditoria Externa

Nos termos estabelecidos pela Instrução nº 381/2003 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria Estatutário, a Copel Geração e Transmissão possui contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes desde 08.03.2021, para prestação de serviços de auditoria. Os trabalhos necessários à avaliação do ano fiscal se estenderão até 07.09.2022, data que corresponderá ao seu termo, podendo ser prorrogado por mais 42 meses.

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

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

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

Nos termos estabelecido pelo artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Copel informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, após análise prévia do Comitê de Auditoria Estatutário, prestou serviços não relacionados à auditoria independente, durante o exercício encerrado em 31.12.2021, conforme segue:

Natureza	Contratação	Duração
Revisão de Procedimentos Fiscais	08.03.2021	18 meses
Outros Serviços de Auditoria ⁽¹⁾	08.03.2021	18 meses

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

A Companhia contratou um total de R\$ 25,7 mil referente aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 2% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2021.

2.3. Dimensão Social

Considerando-se que a Copel é a maior empresa do Paraná, que fornece serviço essencial e possui operações vultosas, o impacto das operações é significativo, principalmente sobre as comunidades locais, seja devido a essas características ou ao investimento social e filantrópico realizado.

Além dos programas sociais obrigatórios no contexto do licenciamento ambiental, a Copel Geração e Transmissão desenvolve outras ações voltadas às comunidades dentro do escopo da sustentabilidade empresarial e de forma corporativa. A contínua comunicação dos resultados obtidos com essa gama de iniciativas permite o estabelecimento de estratégias de atuação, identificação de oportunidades e a proposição de melhorias.

2.3.1. Responsabilidade Social

O desempenho socioambiental ético é um compromisso da Copel Geração e Transmissão, que orienta suas atividades pelo conceito de responsabilidade social.

A Companhia considera as expectativas das partes interessadas em suas decisões e busca alternativas que

promovam o bem estar social consoante à legislação, às normas internacionais de comportamento e agendas de desenvolvimento reconhecidas mundialmente como é o caso da Agenda 2030 da Organização Mundial das Nações Unidas - ONU, que estabelece 17 objetivos e 169 metas para o alcance o desenvolvimento sustentável.

Direitos Humanos

A Copel Geração e Transmissão, comprometida com o respeito aos Direitos Humanos e alinhada aos Princípios Orientadores da ONU sobre empresas e Direitos Humanos, entende que é sua responsabilidade respeitar os direitos garantidos pela Constituição Federal e pela Declaração Universal dos Direitos Humanos, além de prevenir e mitigar violações que venham a ocorrer em sua esfera de influência.

Nesse sentido, a Copel Geração e Transmissão prevê uma série de diretrizes relacionadas em suas normativas, promove ações com as suas partes interessadas e produz materiais específicos, conforme os riscos e as oportunidades que identifica. A Companhia também tem representação no Grupo de Trabalho de Direitos Humanos da Rede Brasil do Pacto Global, o que permite o compartilhamento de experiências com outras empresas e a mantém atualizada em relação às melhores práticas de Sustentabilidade.

Política de Direitos Humanos

Formaliza as diretrizes para prevenir, mitigar e reparar violações que possam ocorrer na Companhia, em sua cadeia produtiva ou em comunidades impactadas. A partir dela e de uma metodologia própria de identificação de riscos em direitos humanos, estão previstos desdobramentos nas diversas áreas de atuação da Companhia.

Programa da Diversidade

A Copel adota diversas iniciativas, através da Comissão Permanente de Diversidade, no sentido de promover a diversidade de gênero, raça/cor, idade, religião e orientação sexual, bem como a inclusão de deficientes, migrantes e refugiados, criando um ambiente de trabalho inclusivo e colaborativo através do Programa da Diversidade.

O programa abrange diversas iniciativas como a adesão ao Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça do governo federal; as Salas de Amamentação em algumas unidades; aprimoramento de ações para acessibilidade estrutural em seus imóveis e acessibilidade atitudinal, abordando as relações interpessoais e monitoramento periódico de indicadores.

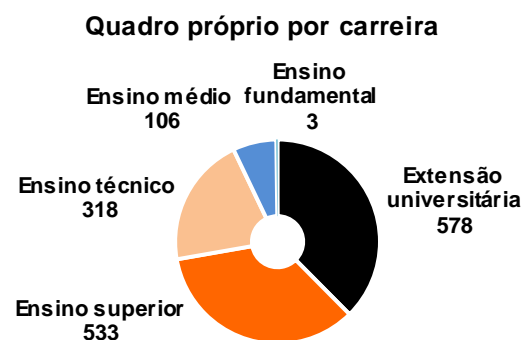
Investimento Social

Os investimentos sociais são feitos por meio de incentivos fiscais, do Prêmio Copel de Sustentabilidade (Troféu Susie Pontarolli) e das ações de filantropia, estruturadas para atender situações de crises sociais ou ambientais, visando a promover o desenvolvimento sustentável em todas as dimensões do conceito de

sustentabilidade - social, ambiental, econômica e cultural.

Engajamento das partes interessadas

Ciente da responsabilidade que a Companhia tem diante da sociedade, a Copel Geração e Transmissão promove o engajamento das partes interessadas de várias formas, como: Programa Eletricidadania, no qual os empregados têm a possibilidade de utilizar, de forma voluntária e espontânea, até 8 horas do seu tempo de trabalho profissional, a cada dois meses, para a realização de atividades de ação social ou de interesse comunitário; Museu Regional do Iguaçu e Espaço Energia, que recebe o público em suas instalações, subestações e espaços mantidos com foco em ações educativas; entre tantos outros programas desenvolvidos pelas subsidiárias junto às comunidades locais.



2.3.2. Gestão de Pessoas

A Copel Geração e Transmissão possuía 1.538 empregados no quadro próprio em 31.12.2021 e 1.549 em 31.12.2020. Foi admitido 1 empregado em 2021. Durante o mesmo período, 35 empregados desligaram-se da Companhia e 23 foram transferidos de outras subsidiárias da Copel. A taxa de rotatividade foi de 1,2% em 2021 e 3,1% em 2020.

• Benefícios

Entre os benefícios concedidos pela Companhia a todos os seus empregados, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias e pagamento adicional de mais 1/3 da remuneração; adiantamento da primeira parcela do 13º salário no mês de janeiro; participação nos lucros e resultados - PLR; prêmio por desempenho - PPD; incentivo a qualidade de vida, com iniciativas como o Coral da Copel e os Jogos Internos; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a empregados com deficiência e a empregados que tenham dependente com deficiência; licença maternidade e licença paternidade estendidas e complementação de auxílio doença. Os empregados podem optar pela redução da jornada de trabalho de 08 horas para 06 horas diárias, conforme critérios previstos em norma interna.

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

A Copel Geração e Transmissão também lançou recentemente o Programa de Home Office, que adota o regime híbrido de trabalho, com adesão voluntária. Neste modelo os empregados podem cumprir parte de

sua jornada de trabalho presencialmente e parte à distância.

Em 2021 foi dado um foco maior à saúde mental e, por isso, foi criado o programa Plenamente, a partir da necessidade identificada de propiciar orientação e suporte aos empregados, especialmente devido aos impactos e efeitos da pandemia causada pela Covid-19. Os workshops oferecidos e a Trilha de Aprendizagem do Plenamente trazem informações sobre saúde psicoemocional, equilíbrio emocional, conceitos e preconceitos. E, por meio de uma parceria com a Fundação Copel e seu programa EquilibradaMente, é oferecido suporte psicológico 24 horas por dia para os copelianos.

Ainda pensando no cuidado com os empregados, a Companhia criou a Unidade de Atenção Primária à Saúde (APS), no polo Km3. O posto de atendimento é o local onde os empregados podem realizar exames primários e periódicos de saúde, com foco na prevenção, além de atendimentos odontológicos profiláticos. A APS conta com salas de consulta médica e odontológica, sala de coleta de exames, farmácia, sala de atendimento ginecológico e de estabilização, para casos de urgência. O benefício se estende aos familiares e não cobra coparticipação.

- **Remuneração**

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e variável (Participação nos Lucros e/ou Resultados - PLR e Prêmio Por Desempenho Copel - PPD). A PLR é composta por metas e indicadores corporativos e o montante é distribuído de forma igualitária a todos os empregados, de acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, a Lei Estadual nº 16.560/2010 e o Decreto Estadual nº 1.978/2007, com a redação dada pelo Decreto Estadual nº 6205/2020. O PPD, por sua vez, consiste no reconhecimento do desempenho e cumprimento de metas nos diferentes níveis organizacionais (diretoria, superintendência, departamento e divisão). A proporção entre o menor salário praticado pela Copel Geração e Transmissão em dezembro de 2021 (R\$ 2.173,37) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 1.100,00) era de 1,98 vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

Em conjunto com sua Controladora, a Copel Geração e Transmissão se relaciona com os sindicatos representativos das diversas classes de trabalhadores e, ao longo do ano, promove reuniões quadrimestrais para discussão de assuntos de interesse mútuo. Por ocasião da data base (outubro) esse relacionamento se intensifica quando os sindicatos e a Copel discutem as reivindicações para chegar ao Acordo Coletivo de Trabalho - ACT. Especificamente durante o período da pandemia da Covid-19, a Copel e os sindicatos mantiveram reuniões semanais para acompanhamento e monitoramento dos casos entre os empregados.

- **Avaliação de desempenho**

Desde 2013, a Gestão de Desempenho da Copel Geração e Transmissão é realizada por meio do Programa Nossa Energia, que, ao longo do tempo, vem sendo aprimorado segundo as melhores práticas de mercado.

De acordo com as regras do Programa, pelo menos uma vez ao ano cada empregado recebe o feedback do seu gestor considerando o desempenho apresentado. No momento da avaliação e do feedback, também é contratado o desempenho esperado para o próximo período.

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

• **Desenvolvimento de Pessoal**

O desenvolvimento profissional na Copel Geração e Transmissão é orientado pelo resultado da avaliação das competências, oriundas do programa de gestão por competências, que define as entregas esperadas dos empregados e da identificação das necessidades de treinamento vindas das áreas. Para a realização de programas corporativos, conta-se com o apoio da UniCopel - Universidade Corporativa Copel. Esses são caracterizados por ações de educação e comunicação focados em temas específicos.

Destacam-se, a seguir, alguns dos programas de desenvolvimento corporativos realizados em 2021:

- **Programas para cibersegurança e segurança de dados pessoais:** foram capacitados todos os empregados em 2021, além de diretores e estagiários, em conceitos para a promoção da segurança digital, por meio dos treinamentos de conscientização em cibersegurança e a Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais - LGPD, iniciando uma prática contínua de aprendizado voltado a esse tema.
- **Programa de Capacitação em Gerenciamento de Projetos:** contou com empregados da Copel como professores, evidenciando e reconhecendo a qualidade técnica desses profissionais. Promoveu-se, ainda, curso preparatório para certificação PMI, elevando o nível de especialização dos profissionais que gerenciam e/ou gerenciarão projetos na Copel.
- **Outras ações:** temas de diversidade também entraram na agenda de treinamentos anuais. Em 2021, foram realizadas ações de conscientização e sensibilização para empregados e público externo, das quais destacam-se o treinamento Diversidade e Inclusão: pessoas LGBTI+ e ambiente de trabalho e o treinamento “Por que precisamos falar sobre racismo?”. Destaca-se também os eventos ExataMente: meninas e mulheres nas exatas, iniciativa que visou incentivar meninas a conhecerem as carreiras em exatas por meio de palestras, ministradas pelas engenheiras da Copel e o evento Raio-X dos homens: uma conversa sincera sobre masculinidade, voltado ao quadro da Companhia.
- **Aprendizado contínuo:** no último ano foi lançada a comunidade virtual denominada Compartilhando Energia, em que são divulgados periodicamente oportunidades de aprendizados. São cursos e conteúdos disponíveis a todos os empregados promovendo a atualização no seu escopo de trabalho. Outras ações da Companhia são a oferta, para todo o público interno, de cursos cujos temas relacionam-se à gestão de

qualidade, processos e projetos, autodesenvolvimento e sobre ferramentas da qualidade na modalidade a distância; a execução do programa de capacitação em língua estrangeira para os empregados que utilizam outro idioma em suas atividades de trabalho; o investimento em cursos de pós-graduação *lato e stricto sensu* para profissionais que necessitam especializar-se em sua área de atuação; e mantém-se firmando parcerias educacionais, por meio de edital de chamada pública vigente desde 2016. Essas parcerias concedem descontos ou algum outro benefício, e abrangem educação básica, superior e profissional, de qualificação, aperfeiçoamento e línguas estrangeiras e podem estender-se aos dependentes.

- **Trilhas de aprendizagem:** consiste em compartilhamento de conhecimento dos empregados para os empregados. Caracteriza-se como uma abordagem dinâmica e simples, uma vez que dá autonomia aos produtores na elaboração e publicação do material. Em 2021, foram publicadas as trilhas de Planejamento Estratégico, Plenamente, Nossa Energia e Gestão de contratos. As trilhas ficam disponíveis a todos os empregados e pode ser acessada também do celular.

2.3.3. Fornecedores

Como a Controladora é uma sociedade de economia mista, a Copel Geração e Transmissão está sujeita à Lei Federal nº 13.303/16 e ao Regulamento Interno de Licitações e Contratos, que restringem as ações de seleção de fornecedores. No entanto, além das obrigações legais, a Companhia usa, como critérios principais na seleção de fornecedores, o atendimento à legislação trabalhista e o respeito aos direitos humanos, à idoneidade fiscal e ao compromisso ambiental.

Os critérios são definidos nos editais de licitação, cláusulas contratuais, manuais de cadastramento de fornecedores e no Código de Conduta, além de normas e manuais técnicos permanentemente disponíveis aos interessados no site da organização. Os fornecedores da Copel Geração e Transmissão são incluídos no Programa de Integridade da Companhia através de workshops, palestras e eventos sobre as medidas e normas anticorrupção.

Os contratantes também têm acesso ao Manual do Fornecedor da Copel, recebido na assinatura do contrato e comprometem-se, através do Termo de Ciência e Comprometimento, com os princípios e diretrizes da Companhia. Além disso, os fornecedores são incluídos na Política de Sustentabilidade da Copel, pela qual a Companhia reconhece as melhores iniciativas através do Prêmio Copel de Sustentabilidade - Troféu Susie Pontaroli.

Caso haja impactos negativos praticados por fornecedores que firmam o instrumento contratual, o gestor de contratos tem o dever de avaliar as sanções administrativas pertinentes, que podem ser de advertência, e/ou multa, rescisão contratual, e/ou suspensão temporária (processo administrativo independente).

2.4. Dimensão Ambiental

A cada novo empreendimento são realizados estudos ambientais como parte do processo de licenciamento, com periodicidade que varia conforme a complexidade da obra. Os resultados fundamentam programas específicos, que, além de caráter mitigatório e compensatório, visam atingir a ecoeficiência, preservar a

biodiversidade e reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

As diretrizes ambientais da Companhia, aplicáveis a empregados próprios, terceirizados e fornecedores, foram construídas com base nos conceitos de ecoeficiência, que preconizam o desenvolvimento de projetos que aproveitem adequadamente os recursos naturais e permitam a disseminação das boas práticas e dos valores da Copel Geração e Transmissão.

As metas ambientais são estipuladas por meio de comissões compostas por representantes das diretorias da Companhia e são desenvolvidas com base no histórico da Copel, buscando o melhor uso dos recursos, a minimização dos impactos e atendendo à análise econômica. Cada comissão define os valores, o prazo e o modo de condução dessas metas, que são submetidas à aprovação da alta direção da Companhia, com o acompanhamento periódico do desempenho, e são válidas a todos os processos e estão relacionadas ao desempenho de empregados e da alta administração.

Com o propósito de acompanhar as boas práticas e a qualidade de gestão ambiental, a Copel Geração e Transmissão adota uma série de indicadores, acompanhados periodicamente pelas áreas ambientais da Companhia, entre os quais destacam-se emissões atmosféricas e de gases de efeito estufa (GEE), resíduos, consumo de recursos naturais (ecoeficiência: água, energia, combustíveis, papel) e monitoramento ambiental (ictiofauna, efluentes e vegetação).

• **Mudanças Climáticas**

Os efeitos da mudança do clima incidem diretamente sobre os negócios da Copel Geração e Transmissão, impactando sua operação, seja na capacidade de gerar energia ou na demanda por manutenção de linhas de transmissão, subestações ou outras instalações, acarretando custos, necessidade de mão de obra e prejuízos para os consumidores.

Ciente de sua responsabilidade com relação ao tema, a Companhia anunciou, em 2021, seu Plano de Neutralidade de Carbono, por meio do qual pretende, até 2030, neutralizar emissões de gases de efeito estufa e compensar emissões residuais dos ativos que controla operacionalmente. Outra novidade é a inclusão dos efeitos da mudança do clima nos principais negócios na Matriz de Riscos.

A atuação da Copel Geração e Transmissão com relação ao tema é pautada pela Política de Mudança do Clima, cujas diretrizes têm como base as recomendações e metodologias do *GHG Protocol*, dos Princípios do Pacto Global, da Política Nacional sobre Mudança do Clima, da Política Estadual de Mudanças Climáticas e dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

Em 2022, a Controladora continuará a integrar a carteira do Índice Carbono Eficiente (ICO₂), da B3. A bolsa de valores convida as empresas detentoras das 100 ações mais negociadas a participar da carteira do índice, desde que elaborem inventário de emissão de GEE e o reportem até 31 de dezembro do ano anterior ao da carteira. A Copel inventaria suas emissões anualmente com base no programa brasileiro do *GHG Protocol*.

- **Programas ambientais**

Os programas ambientais desenvolvidos no âmbito da Companhia buscam preservar, recuperar e mitigar impactos negativos nas áreas atingidas pelos empreendimentos, bem como nas regiões que estão inseridos.

A Copel Geração e Transmissão tem foco, devido a sua atividade, na criação e conservação de Áreas de Preservação Permanentes - APP, na proteção da fauna local e no cuidado com a integridade dos ambientes no entorno das usinas eólicas, hidrelétricas e seus respectivos reservatórios, térmicas, bem como nas faixas de servidão das linhas de transmissão.

Os programas da Companhia estão detalhados no endereço <https://copelsustentabilidade.com/ambiental/compromisso-ambiental>.

- **Recursos Naturais**

O gerenciamento de recursos naturais é fundamental para a sustentabilidade dos negócios da Copel Geração e Transmissão, que tem, como diretrizes principais na relação com o meio ambiente, a promoção da ecoeficiência em todos os processos, visando à redução do consumo e o uso sustentável dos recursos naturais e dos serviços ecossistêmicos; a mitigação dos impactos negativos e potencialização dos positivos nas suas atividades e negócios; bem como a consideração dos impactos das mudanças do clima na operação e expansão de ativos. Para saber mais, acesse <https://copelsustentabilidade.com/ambiental/recursos-naturais/>

2.5. Balanço Social

Em dezembro de 2021 e 2020					
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)					
		2021		2020	
1 - BASE DE CÁLCULO					
NE 30	Receita Líquida - RL	7.551.426		5.029.120	
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS					
		% Sobre RL		% Sobre RL	
NE 31.2	Remuneração dos administradores	5.036	0,1	4.976	0,1
	Remuneração dos empregados	245.845	3,3	241.319	4,8
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	33.439	0,4	32.565	0,6
	Encargos sociais compulsórios	80.937	1,1	81.202	1,6
	Plano previdenciário	26.096	0,3	22.365	0,4
	Saúde (Plano assistencial)	53.878	0,7	44.507	0,9
	Capacitação e desenvolvimento profissional	2.243	0,0	1.374	0,0
NE 31.2	Provisões por desempenho e participação nos lucros	90.325	1,2	113.575	2,3
NE 31.2	Indenizações Trabalhistas	39.649	0,5	11.879	0,2
	Cultura	259	0,0	71	0,0
	Creches ou auxílio-creche	370	0,0	412	0,0
	Segurança e saúde no trabalho	2.180	0,0	1.371	0,0
	Educação	585	0,0	769	0,0
	Benefício maternidade prorrogado	183	0,0	272	0,0
	Vale transporte excedente	46	0,0	48	0,0
	Total	581.071	7,7	556.705	11,1
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS					
		% Sobre RL		% Sobre RL	
	Cultura	999	0,0	4.226	0,1
	Saúde e saneamento	750	0,0	1.052	0,0
	Esporte	920	0,0	1.056	0,0
	Fundo para a infância e a adolescência	500	0,0	1.056	0,0
	Pesquisa & Desenvolvimento	40.785	0,5	22.449	0,3
	Fundo do idoso	-	-	1.056	0,0
	Outros	459	0,0	491	0,0
	Total das contribuições para a sociedade	44.413	0,6	31.386	0,6
	Tributos (excluídos encargos sociais)	1.658.240	22,0	1.176.117	23,4
	Total	1.702.653	22,5	1.207.503	24,0
4 - INDICADORES AMBIENTAIS					
		% Sobre RL		% Sobre RL	
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	25.263	0,3	29.422	0,6
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.065	0,0	6.336	0,1
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	171	0,0	329	0,0
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	3.445	0,0	5.167	0,1
	Total	30.944	0,4	41.254	0,8
(1) Sanções ambientais					
	Quantidade de sanções ambientais no exercício	2		1,00	
	Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	2.510		1.189	
Metas ambientais		2021		Metas 2021	
	- encaminhar 70% dos resíduos industriais para reuso ou reciclagem	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51% a 75% (x) cumpre de 76% a 100%		() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51% a 75% (x) cumpre de 76% a 100%	

NE - Nota Explicativa

5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)								
Empregados no final do período					1.538	1.549		
Admissões e readmissões durante o período					1	1		
Escolaridade dos empregados(as):		Homens	Mulheres	Total		Homens	Mulheres	Total
Extensão universitária		401	177	578		385	163	548
Ensino superior		404	129	533		446	140	586
Ensino técnico		294	24	318		300	23	323
Ensino médio		86	20	106		69	17	86
Ensino fundamental		2	1	3		5	1	6
Faixa etária dos empregados(as):								
De 18 até 30 anos (exclusive)				25				41
De 30 até 45 anos (exclusive)				840				880
De 45 até 60 anos (exclusive)				617				586
60 anos ou mais				56				42
Mulheres que trabalham na empresa				351				344
% Mulheres em cargos gerenciais:								
em relação ao nº total de mulheres				8,5				7,8
em relação ao nº total de gerentes				22,9				20,6
Negros(as) que trabalham na empresa				190				91
% Negros(as) em cargos gerenciais:								
em relação ao nº total de negros(as)				3,7				9,9
em relação ao nº total de gerentes				5,3				6,9
Portadores(as) de necessidades especiais				13				15
Dependentes				1.977				1.997
Terceirizados				443				461
(2) Aprendiz (es)				6				14
(2) Estagiários(as)				28				30
Empregados com mais de 10 anos de serviço efetivo				1.279				1.149
Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores				26				29
Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos				1.524				1.547
Processos trabalhistas								
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício				782				2.184
Nº de processos incluídos no exercício				106				992
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício				144				183
Considerados procedentes				106				64
Considerados improcedentes				38				119
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL								
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa				19				19
(3) Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)				24				33
				2021				Metas 2021
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por				direção e gerências				direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:				todos + Cipa				todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:				incentiva e segue a OIT				incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:				todos				todos
A participação dos lucros ou resultados contempla:				todos				todos
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:				são exigidos				serão exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:				organiza e incentiva				organizará e incentivará

7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA	2021	2020
Valor adicionado total a distribuir	5.539.041	3.679.015
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	10,4%	11,2%
Pessoal	8,7%	12,8%
Governo	29,9%	32,0%
Acionistas	27,6%	27,7%
Retido	23,4%	16,3%

8 - OUTRAS INFORMAÇÕES

• A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel Geração e Transmissão, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações.

• As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social.

• Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais e controladas da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma.

(1) Estas informações referem-se a sanções administrativas que entraram no exercício, podendo estar em processo de defesa ou processos judiciais ambientais considerados desfavoráveis no exercício.

(2) Não compõem o quadro de empregados.

(3) Calculado através da metodologia empregada no Relatório de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

A economia brasileira iniciou 2021 com diversos sinais de recuperação, contrastando com a queda de 3,9% observada no produto interno bruto de 2020. Após dois anos consecutivos de perdas, a produção industrial registrou avanço de 3,9% no ano, influenciado pelos resultados do segmento de bens de capital.

A queda do número de casos e de óbitos, decorrentes da crise sanitária, o fim das medidas de isolamento social e a gradual recuperação da mobilidade urbana aumentaram a demanda por serviços, se refletindo no aumento das vagas de trabalho formal e consequente redução das taxas de desemprego, que encerram o ano em percentuais abaixo do verificado em 2020, porém, acima do período pré-pandemia.

Por outro lado, o indicador oficial de inflação encerrou 2021 acima do teto da meta estabelecida pelo Conselho Monetário Nacional e o maior valor em seis anos. Com a pressão inflacionária, a taxa básica de juros sofreu consecutivas elevações, atingindo o mesmo patamar observado em setembro de 2017. Dentro deste contexto, a soma de todos os bens e serviços produzidos no país encerrou o ano com expansão acima de 4,6%, segundo dados do IBGE.

Apesar das restrições impostas à atividade econômica para contenção da pandemia do Covid-19 presentes ainda em 2021, o desempenho da economia paranaense apresentou trajetória de recuperação, em linha com a economia brasileira. O setor industrial foi o que mais alavancou o resultado do PIB estadual, sendo que a produção da indústria paranaense registrou crescimento muito acima do observado na média nacional.

Além disso, as vendas do comércio também apresentaram expansão no acumulado do ano, revertendo os resultados desfavoráveis do ano anterior. O Estado também se consolidou como a quarta unidade da federação que mais criou empregos formais durante o ano, segundo dados do Cadastro Geral de Empregados e Desempregados do Ministério do Trabalho. Por outro lado, há um efeito negativo intenso na produção agrícola devido à estiagem prolongada, escassez hídrica e altas temperaturas que deverão impactar na consolidação das contas trimestrais do Estado de 2021.

3.2. Ambiente regulatório

Pode-se considerar que o ano de 2021 foi uma extensão do ano de 2020 em virtude da continuação das medidas de enfrentamento do Covid-19, além do avanço de discussões de reformas no setor de energia elétrica e gás natural. Cabe destacar o cenário de escassez hídrica com o qual o Brasil se deparou, decorrente das piores sequências hidrológicas de todo o histórico de vazões dos últimos 91 anos.

Quanto à permanência das medidas de enfrentamento do Covid-19, pode-se destacar a conversão da Medida Provisória nº 998 na Lei nº 14.120/2021, que estabeleceu alterações importantes nas regras do setor elétrico tanto para a modernização do setor como também para atenuar efeitos ao consumidor em razão dos auxílios

concedidos às empresas, decorrentes da pandemia.

Dentre as regras alteradas pela Lei nº 14.120/2021 para mitigar o impacto na economia decorrente do Covid-19, destaca-se a transferência de recursos destinados a programas de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e de eficiência energética -EE não comprometidos com projetos para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, entre os anos 2021 e 2025. Não obstante à destinação de recursos à conta CDE, a lei estabeleceu regra de transição para a exclusão dos incentivos a novos empreendimentos de geração de fontes renováveis, retirando o direito à redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) para usinas com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, sendo mantidos apenas para empreendimentos que solicitarem outorga, no prazo de até doze meses, contados a partir de 02.03.2021, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até quarenta e oito meses, contados da data da outorga. Em relação a novos empreendimentos de geração hidrelétrica com potência até 30 MW, o direito ao desconto nas tarifas foi mantido em 50% por cinco anos adicionais e em 25% por outros cinco anos, contados a partir de 02.03.2021. A este respeito, o Governo Federal regulamentou o tema por meio do Decreto nº 10.893/2021, dispensando a exigência de apresentar documento que atesta a viabilidade de conexão no sistema de transmissão e/ou distribuição dos empreendimentos de geração com base em fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada que solicitarem a outorga até 02.03.2022.

Em busca de retomar as ações no âmbito do Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, a Lei nº 14.120/2021 estabeleceu prazo para o Governo Federal definir diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade. Adicionalmente, incluiu a previsão de contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, regulamentada pelo Decreto nº 10.707/2021, 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.

Quanto ao cenário de escassez hídrica, motivou a adoção de diversas medidas por parte do Governo Federal, destacando a edição da Medida Provisória nº 1.055/2021, a qual criou a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG, instituída com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no Brasil.

Competia à Câmara decidir sobre a homologação das deliberações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE relacionadas às medidas emergenciais destinadas ao suprimento eletroenergético, de forma a atribuir obrigatoriedade de cumprimento dessas deliberações pelos órgãos e pelas entidades competentes.

Dentre as medidas adotadas pela CREG, destaca-se a instituição do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras dos grupos A e B do mercado regulado, a implementação da Bandeira Tarifária patamar Escassez Hídrica e a determinação de contratar energia de reserva mediante realização de Procedimento Competitivo Simplificado para Contratação de

Reserva de Capacidade, com período de suprimento entre 2022 e 2025. A CREG teve seu prazo de vigência encerrado em 07.11.2021.

Por fim, em 13.12.2021, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 1.078/2021, que possibilita a estruturação de operações de crédito, utilizando a CDE para sua amortização, assim como havia ocorrido com a conta-Covid. A MP prevê atenuar o descasamento entre as receitas arrecadadas pela tarifa e os custos de geração da energia através de recursos destinados às distribuidoras para equacionar esses custos. Tais condições foram regulamentadas por meio do Decreto nº 10.939/2022. Além disso, a MP também prevê a instituição de bandeira tarifária extraordinária, caso necessário.

No âmbito legislativo, as propostas para o aprimoramento do arcabouço legal e regulatório do Setor Elétrico foram tramitadas no Congresso Nacional, em especial os Projetos de Lei - PL nº 1.917/2015 e PLS nº 232/2016, que dispõem sobre questões como o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e as concessões de geração de energia elétrica.

Em relação ao PLS nº 232/2016, em 10.02.2021 o Senado Federal aprovou em plenário o projeto, submetendo à revisão da Câmara dos Deputados, alterando a referência do projeto para PL nº 414/2021. Com relação ao PL nº 1.917/2015, em 27.09.2021 o relator apresentou parecer favorável à aprovação do projeto, o qual foi complementado em 17.11.2021. Em 14.12.2021, a Comissão Especial do PL aprovou o parecer do relator, sendo aberto prazo para interposição de recurso, conforme regimento interno da Câmara dos Deputados.

Outros temas também ganharam destaque em 2021. Primeiramente podemos citar a aprovação do Projeto de Lei nº 5.829/2019, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE e o Programa de Energia Renovável Social - PERS, convertida na Lei nº 14.300/2022, dispendo das regras definitivas e transitórias para a composição das unidades consumidoras com geração distribuída com potência instalada de menor do que 5 MW, além de estabelecer ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE a competência de definir as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída.

Ao longo do ano também foi destaque a Lei nº 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da Eletrobrás e dá 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.

Outro tema que se destacou em razão da crescente onda de ataques cibernéticos foi a publicação da resolução nº 24/2021 pelo CNPE, aprovando as Diretrizes sobre Segurança Cibernética para o Setor Elétrico, conforme estabelecido na Resolução CNPE nº 1, de 10.02.2021, considerando os aspectos de prevenção, tratamento, resposta e resiliência sistêmica. Especificamente na Aneel este tema foi discutido através da Consulta Pública 007/2021 que em 2021 teve duas fases para contribuições. Na mesma linha, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 964/2021 que dispõe sobre a política de segurança cibernética a ser

adotada pelos agentes do setor de energia elétrica, indicando as diretrizes para a atuação e o escopo mínimo a ser contemplado nas suas políticas de segurança cibernética.

Por fim, no ano de 2021 a Aneel, por meio da Resolução Normativa nº 948/2021, de 16.11.2021, também realizou a consolidação dos atos normativos relativos à pertinência temática “Regulação Econômico-Financeira - Regulamentação das operações”, após a realização da Audiência Pública nº 27/2021, revogando 8 atos normativos que foram consolidados em nova estrutura dividida em módulos e contendo temas sujeitos a anuência prévia da agência, tais como alterações de atos constitutivos, constituição de garantias, transferência de controle societário, operação com bens, atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas, dentre outros.

Geração

Em 2021, a Aneel retomou a discussão referente ao aprimoramento das resoluções que estabelecem os procedimentos de obtenção de outorga de autorização de empreendimentos, de modo a contemplar a implantação de usinas híbridas e/ou constituição de usinas associadas, culminando na publicação da Resolução Normativa nº 945/2021.

A regulamentação da Lei nº 14.052/2020 por meio da Resolução Normativa nº 895/2020 permitiu que à CCEE calculasse o prazo de extensão de outorga relativa à compensação dos efeitos decorrentes da implantação das usinas estruturantes, geração termelétrica fora da ordem de mérito e na importação de energia elétrica sem garantia física. A referida resolução foi alterada pela Resolução Normativa nº 945/2021, de modo a alterar a metodologia de compensação às usinas que repactuaram o risco hidrológico nos termos da Resolução Normativa nº 684/2015.

Consecutivamente, a Aneel homologou os prazos de extensão de outorga das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919 e nº 2.932, cabendo aos interessados pela compensação aderirem ao mecanismo mediante renúncia às ações judiciais relativas à mitigação dos riscos hidrológicos do MRE e protocolo do termo de aceite pelos titulares dos empreendimentos.

• Leilões

Em 2021, o Ministério de Minas e Energia - MME promoveu dez leilões de energia: três Leilões de Energia Nova (“A-3”, “A-4” e “A-5”); quatro Leilões de Energia Existente (“A-1”, “A-2”, “A-4” e “A-5”); um Leilão para suprimento aos sistemas isolados; um Leilão de Reserva de Capacidade objetivando garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica através da contratação de potência elétrica e de energia associada, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN; e por fim, diante do cenário de escassez hídrica, realizou o Procedimento Competitivo Simplificado para contratação de reserva de capacidade buscando garantir a continuidade e a

segurança do suprimento eletroenergético no País, por meio da contratação de energia de reserva.

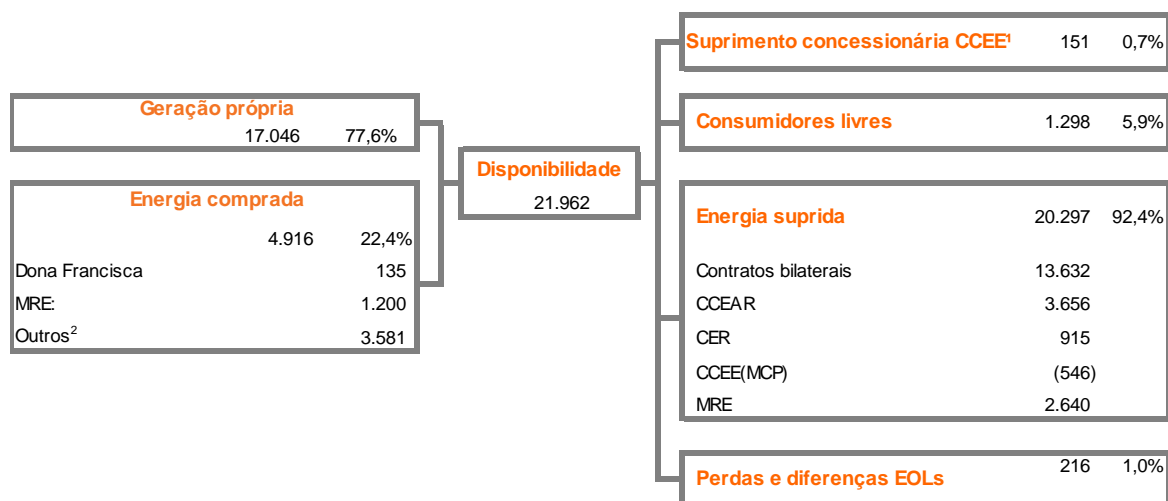
Transmissão

Em 2021, a Aneel, por meio da Resolução Homologatória nº 2.895, de 13.07.2021, alterada pela Resolução Homologatória nº 2.959, de 05.10.2021, estabeleceu o reajuste das receitas anuais permitidas – RAPs para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2021-2022, com vigência a partir de 1º.07.2021 até 30.06.2022. De acordo com esta resolução, a RAP dos ativos de transmissão da Copel Geração e Transmissão para o ciclo 2021/2022 passou a ser de R\$ 749,5 milhões, dos quais R\$ 709,1 milhões correspondem à RAP dos ativos em operação. Considerando a RAP homologada para as Sociedades de Propósito Específico em que a Copel Geração e Transmissão tem participação acionária, o valor total consolidado passou a ser de R\$ 1.199,0 milhões.

Cabe destacar que, em razão do cenário de forte impacto tarifário que acometeu o setor elétrico, decorrente da pandemia de covid-19 e com alto risco de inadimplemento, a Aneel optou pelo reperfilamento do pagamento do componente financeiro da RBSE/RPC no prazo de 8 anos e de forma gradativa, para todos os contratos de concessão de transmissão renovados nos termos da Lei nº 12.783, de 11.01.2013. O reperfilamento foi aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.847, de 22.04.2021, que alterou o resultado da revisão periódica da RAP, homologada em 2020, associada ao Contrato de Concessão nº 060/2001.

Conforme estabelecido na Portaria nº 279, de 07.07.2020, foram realizados dois Leilões de Transmissão em 2021. O Leilão de Transmissão Aneel nº 001/2021 ocorreu em 30.06.2021 e obteve todos os 5 lotes arrematados, com um deságio superior a 60% em um dos lotes, deságio médio ponderado de 48,12% e expectativa de investimentos de R\$ 1,3 bilhões em transmissão. O Leilão de Transmissão Aneel nº 002/2021 ocorreu em 17.12.2021, também com oferta de 5 lotes. Todos foram arrematados e em um dos lotes o deságio ultrapassou 66%. O deságio médio ponderado foi de 50,0% e a expectativa de investimentos é de R\$ 2,9 bilhões em transmissão.

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



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

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

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

¹ Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

² Outros: Energia comprada da Copel Mercado Livre e CCEAL recomposição

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária, vendida no mercado de curto prazo (MCP).

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

A Copel Geração e Transmissão opera 49 usinas próprias e participa em outras quatro usinas, sendo 21 hidrelétricas, 30 eólicas e duas termelétricas, com capacidade instalada total proporcional de 6.361,2 MW e garantia física de 2.974,8 MW médios, conforme quadro de usinas em operação em 31.12.2021:

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30,0	12,8	100%	30,0	12,8	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30,0	11,3	100%	30,0	11,3	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27,0	12,4	100%	27,0	12,4	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27,0	12,1	100%	27,0	12,1	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27,0	11,9	100%	27,0	11,9	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27,0	12,3	100%	27,0	12,3	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20,0	8,8	100%	20,0	8,8	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14,0	5,2	100%	14,0	5,2	25.02.2015	28.04.2046
Cútia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	05.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	11.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	05.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	05.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	05.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	11.05.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	09.04.2019	04.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Palmas	2,5	0,4	100%	2,5	0,4	12.11.1999	29.09.2029
Vila Ceará I (Paraíba IV)	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	19.12.2020	14.01.2054
Vila Maranhão I	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	11.02.2021	11.01.2054
Vila Maranhão II	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	31.03.2021	14.01.2054
Vila Maranhão III	32,0	16,6	100%	32,0	16,6	29.09.2020	14.01.2054
Vila Mato Grosso I	58,9	28,6	100%	58,9	28,6	11.06.2021	06.12.2054
Total das Eólicas	779,9	356,6		779,9	356,6		

continua

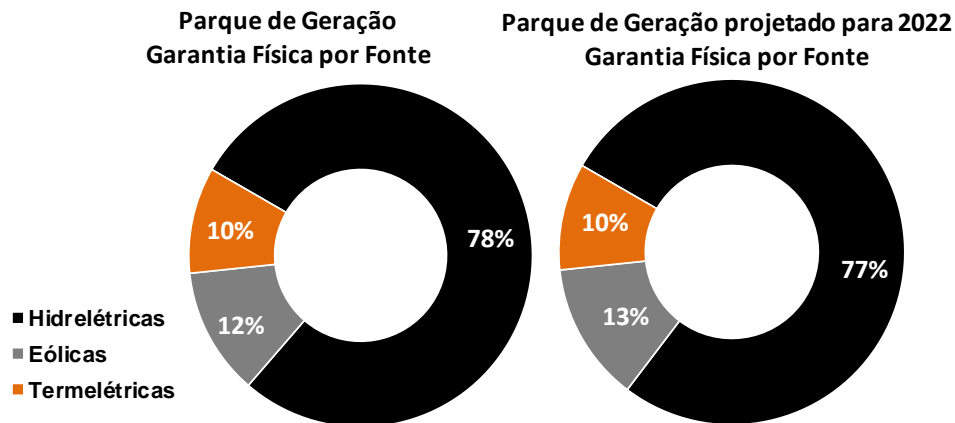
Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,6	100%	1.240,0	605,6	18.02.1999	20.03.2033
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	578,5	100%	1.260,0	578,5	29.09.1992	25.09.2032
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,0	603,3	100%	1.676,0	603,3	01.10.1980	21.12.2024
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	03.01.2053
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	361,0	197,7	51%	184,1	100,8	23.11.2012	27.05.2047
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	01.01.1957	21.07.2028
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	01.01.1930	02.08.2028
PCH Cavernoso II	19,0	10,5	100%	19,0	10,5	15.05.2013	06.12.2050
UHE Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	27.01.2027
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	21.06.2032
CGH Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	-
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	24.07.2026
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	-
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	07.12.1965	23.06.2033
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	-
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	01.01.1959	-
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	01.01.1911	-
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,4	30%	105,1	51,7	08.02.2019	03.12.2049
UHE Colíder	300,0	178,1	100%	300,0	178,1	09.03.2019	30.01.2046
PCH Bela Vista	29,8	18,6	100%	29,8	18,6	12.06.2021	02.01.2041
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,5	7,3	25.10.2001	15.08.2032
Total das Hidrelétricas	5.608,8	2.542,1		5.168,2	2.311,4		
Termelétricas							
UTE Figueira ⁽¹⁾	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	27.03.2019
UTE Araucária ^{(2) (3)}	484,2	365,2	81,2%	393,1	296,5	27.09.2002	23.12.2029
Total das Termelétricas	504,2	375,5		413,1	306,8		
TOTAL DAS FONTES	6.892,9	3.274,2		6.361,2	2.974,8		

⁽¹⁾ Em processo de renovação da concessão.

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

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

Para cumprir com importantes diretrizes estratégicas e de sustentabilidade estabelecidas para o negócio de geração, a Companhia tem como principal objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis de energia na matriz energética, de forma rentável e sustentável. A composição do parque gerador por fonte é a seguinte:



Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de 4 usinas, que adicionarão 90,1 MW de capacidade instalada e 46,6 MW médios de garantia física ao parque gerador, conforme quadro de projetos de usinas em construção:

Empreendimento	Propriedade %	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Eólicas					
Jandaíra I	100%	10,4	5,6	01.05.2022	02.04.2055
Jandaíra II	100%	24,3	12,3	01.05.2022	02.04.2055
Jandaíra III	100%	27,7	14,8	01.06.2022	02.04.2055
Jandaíra IV	100%	27,7	13,9	01.07.2022	02.04.2055
Total das Fontes		90,1	46,6		

No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- Modernização da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto:** A segunda fase da modernização iniciada em 2015 foi concluída em agosto de 2021, com a entrega à operação comercial da última unidade geradora. Foram modernizadas as quatro turbinas de 436 MW e substituídos os reguladores de velocidade e de tensão. Com os incrementos, obteve-se uma turbina com rendimento superior, aumentando a garantia física e reduzindo o custo de manutenção. Os cronogramas de obras e financeiro foram atendidos conforme previstos em prazo, orçamento e qualidade. Essa etapa da modernização absorveu em torno de R\$ 150 milhões em investimento.
- Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. Após dificuldades para execução das atividades por duas contratadas, que culminaram em rescisão contratual, em janeiro de 2021 a Copel contratou uma nova empresa para conclusão dos serviços de modernização. Os trabalhos encontram-se em andamento e estima-se que serão concluídos dentro do mês de abril de 2022.
- PCH Bela Vista:** A pequena central hidrelétrica, localizada no rio Chopim entre os municípios de Verê e

São João, no Paraná terá capacidade para produzir 29,81 MW. A PCH tem orçamento de R\$ 217,0 milhões e beneficiará cerca de 100 mil consumidores. A obra iniciou-se em agosto de 2019 e teve entrada em operação comercial da primeira, segunda e terceira unidades geradoras em 12.06.2021, 10.07.2021 e 15.08.2021, respectivamente. A entrada em operação da central geradora, que aproveita a vazão sanitária, com potência de 0,488 MW médios, está prevista para o primeiro semestre de 2022.

- **Complexo eólico Jandaíra:** Em 18.10.2019 a Copel Geração e Transmissão, em consórcio com a subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do leilão de geração de energia nova A-6, e vendeu 14,4 MW médios do Complexo Eólico Jandaíra. O montante de energia vendida representa 30% da garantia física, sendo que o restante da energia foi comercializada através de contratos no ambiente livre. Com um investimento estimado em R\$ 411,0 milhões, o Complexo Eólico Jandaíra, que terá 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MWm, será construído no Rio Grande do Norte, região na qual a Copel já possui outros ativos de geração eólica, o que proporcionará sinergias operacionais com os empreendimentos que já estão em operação. Após a emissão das licenças ambientais, as obras tiveram seu início em janeiro de 2021, tendo terminado o exercício com 77% da obra executada. A previsão da entrada em operação está prevista para ocorrer entre os meses de maio e julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.
- **Complexo eólico Vilas:** Em 30.11.2021 a Copel GeT concluiu a aquisição de 100% do Complexo Eólico Vilas como parte da estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável, ampliando a diversificação da matriz de geração alinhada à Política de Investimentos. O empreendimento é formado por 5 parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada localizados no Município de Serra do Mel - RN, totalmente em operação.

3.3.2. Transmissão

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

A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 9.616 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 20.462 MVA. A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação em 31.12.2021:

Linhas e Subestações de Transmissão		Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias				3.328	14.390		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas ⁽¹⁾	Ambos	Diversas	2.063	12.440	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva	CS	230 kV	138	-	01.11.2003	17.08.2031
Contrato nº 006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	CS	230 kV	32	-	14.09.2009	17.03.2038
Contrato nº 027/2009	LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	525 kV	117	-	06.12.2012	19.11.2039
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté	CS	500 kV	334	-	27.07.2018	06.10.2040
Contrato nº 015/2010	SE Cerquilha III	-	230/138 kV	-	300	01.06.2014	06.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2	CS	230 kV	92	-	30.06.2015	27.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2	CS	230 kV	10	-		
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II C1 e C2	CD	230 kV	83	-	25.01.2016	25.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II	-	230 kV	-	150		
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	CS	230 kV	31	-	29.07.2016	29.01.2044
	SE Curitiba Norte	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	CS	230 kV	52	-	05.03.2017	05.09.2044
	SE Realeza	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2	CS	500 kV	122	-	05.09.2017	05.09.2044
Contrato nº 006/2016	SE Medianeira Norte	-	230/138 kV		300	09.06.2019	07.04.2046
	SE Andará Leste		230/138 kV		300	07.09.2019	07.04.2046
	SE Curitiba Centro		230/138 kV		300	04.09.2019	07.04.2046
	SE Baixo Iguaçu		230 kV			21.12.2020	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C1	CS	230 kV	8		04.09.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C2	CS	230 kV	8		04.09.2019	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Realeza Sul	CS	230 kV	37		04.08.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Leste - Blumenau	CS	525 kV	144		28.03.2021	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	230 kV	57		21.12.2020	07.04.2046

continua

Linhas e Subestações de Transmissão	Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Sociedades de Propósito Específico				6.288	6.072		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 001/2012	100,0%						
LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste		CS	230kV	29			
LT Cascavel Norte - Umuarama Sul		CS	230 kV	130	-	31.08.2014	12.01.2042
SE Umuarama Sul		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 007/2012	49,0%						
LT Umuarama - Guairá		CS	230 kV	105	-	12.05.2014	10.05.2042
LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		CS	230 kV	37	-	02.07.2014	
SE Santa Quitéria - SF6		-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	
SE Cascavel Norte		-	230/138 kV	-	300	02.07.2014	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 008/2012	100,0%						
LT Curitiba - Curitiba Leste		CS	525 kV	29	-	28.06.2015	10.05.2042
SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	672		
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 011/2012	49,0%						
LT Açailândia - Miranda II		CS	500 kV	365	-	02.12.2014	10.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.							
Contrato nº 012/2012	49,0%						
LT Paranatinga - Ribeirãozinho		CD	500 kV	710	-	29.07.2016	10.05.2042
LT Paranaíba - Cláudia		CD	500 kV	594	-	09.10.2015	
LT Cláudia - Paranatinga		CD	500 kV	708	-	29.07.2016	
LT Sinop - Intersecção Santa Carmen		CS	500 kV	21	-	09.10.2015	
SE Paranaíba		-	500 kV	-	-	09.10.2015	
SE Cláudia		-	500 kV	-	-	09.10.2015	
SE Paranatinga		-	500 kV	-	-	29.07.2016	
SE Sinop		-	500 kV	-	800	09.10.2015	
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.							
Contrato nº 001/2014	50,1%						
SE Fernão Dias		-	500/440 kV		3.600	07.02.2020	15.05.2044
LT Bateias - Itatiba		CS	500 kV	414	-	05.03.2020	
LT Araraquara 2 - Itatiba		CS	500 kV	222	-	24.03.2020	
LT Araraquara 2 - Fernão Dias		CS	500 kV	249	-	03.05.2020	
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 013/2012	49,0%						
LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		CS	500 kV	240	-	30.08.2016	10.05.2042
LT Rio Verde Norte - Marimbondo II		CD	500 kV	690	-		
SE Marimbondo II		-	500 kV	-	-		
SE Rio Verde		-	500 kV	-	-		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 007/2013	24,5%						
LT Barreiras II - Rio das Éguas		CS	500 kV	244	-	30.01.2017	02.05.2043
LT Rio das Éguas - Luziânia		CS	500 kV	350	-		
LT Luziânia - Pirapora 2		CS	500 kV	373	-		
Cantareira Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 019/2014	49,0%						
LT Estreito - Fernão Dias C1 e C2		CD	500 kV	656	-	05.03.2018	05.09.2044
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 02/2005	100,0%						
LT Ivaiporã - Londrina ESUL		CS	500 kV	122		09.07.2006	05.03.2035
Total				9.616	20.462		

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

⁽²⁾ Exclusivo para controle reativo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, melhorando a qualidade da energia transmitida.

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP à Copel Geração e Transmissão de R\$ 1,22 bilhão, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

- Obras de transmissão:**

Lote E - Leilão Aneel nº 05/2015: Através do contrato de concessão de serviço público de transmissão nº 06/2016 - Aneel, a Copel recebeu concessão para construir, operar e manter diversos empreendimentos de transmissão. Além das subestações e linhas de transmissão que estão operando desde 2019, o contrato contempla ainda a linha de transmissão 525 kV Curitiba Leste - Blumenau, que entrou em operação comercial em 1º.04.2021 e que representa cerca de R\$ 42,6 milhões de RAP. Considerando os demais

empreendimentos que já estavam em operação, todo o lote representa uma RAP para a Copel na ordem de R\$ 133,3 milhões.

Além das obras conquistadas nos leilões promovidos pela Aneel, a Copel Geração e Transmissão tem as obras provenientes das resoluções autorizativas com o objetivo ampliar e melhorar as instalações existentes, tais como:

Resolução Autorizativa n.º 7.384/2018: implantação de reforços nas subestações 230 kV Realeza Sul, São Mateus do Sul, Pato Branco, Ponta Grossa Sul, Londrina ESU e Ibiporã, e recapitação da linha de transmissão Londrina - Ibiporã, com investimento de cerca de R\$ 111,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 15,0 milhões, a partir das entradas em operação comercial, concretizadas, para todos os empreendimentos dessa resolução, entre fevereiro e setembro de 2021.

Resolução Autorizativa n.º 7.515/2018: implantação de reforços nas subestações 230 kV Cascavel, Ponta Grossa Norte, Umbará, Maringá e Uberaba, com investimento de cerca de R\$ 70,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial. Os reforços nas subestações Umbará, Maringá e Uberaba, cuja entrada em operação comercial prevista pela Aneel era no 2º semestre de 2021, foram concretizados entre fevereiro e outubro de 2021. Parte dos reforços na subestação Ponta Grossa Norte, cuja entrada em operação comercial prevista pela Aneel era no 1º semestre de 2022, foi concretizada em novembro de 2021. Os demais reforços, nas subestações Ponta Grossa Norte e Cascavel, possuem prazos previstos pela Aneel para conclusão no 1º semestre de 2022.

Resolução Autorizativa n.º 8.543/2020 (alterada pela Resolução Autorizativa nº 8.951/2020): recapitação da linha de transmissão 230 kV Pilarzinho - Santa Mônica, recapitação da linha de transmissão 230 kV Bateias - Pilarzinho e implantação de reforços nas respectivas subestações 230kV Santa Mônica, Bateias e Pilarzinho, com investimento total de cerca de R\$ 32,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,2 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é janeiro de 2023.

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

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

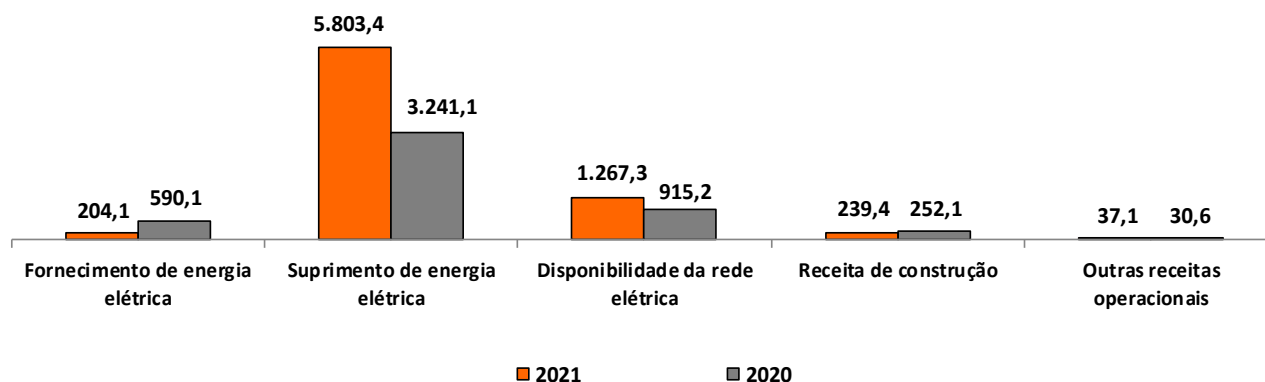
Resolução Autorizativa n.º 9.741/2021: recapitação da linha de transmissão 230 kV Campo Comprido - Santa Quitéria, com investimento de cerca de R\$ 4,3 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 577,7 mil, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é agosto de 2023.

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

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

4.1. Receita Operacional Líquida

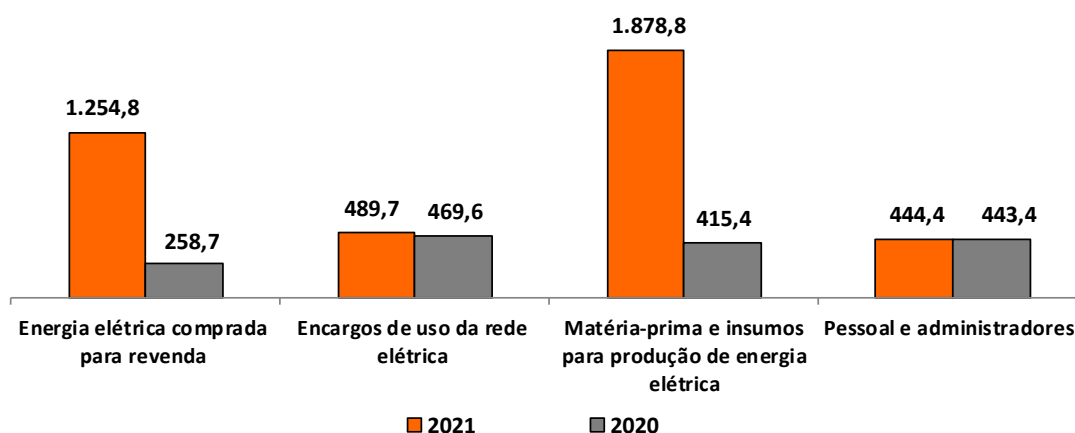
Em 2021, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R\$ 2.522,3 milhões, representando 50,2% de acréscimo em relação a 2020. Tal variação decorre principalmente de:



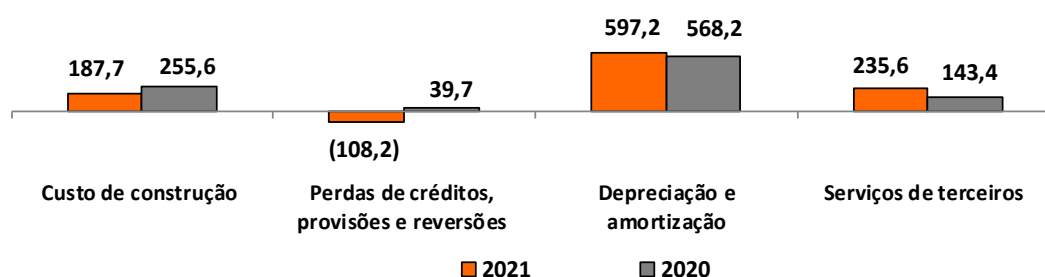
- 1) redução de R\$ 386,0 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente pela alteração da estratégia de comercialização, reduzindo o volume com consumidores finais e aumentando para comercializadores classificados no grupo de suprimento de energia elétrica;
- 2) acréscimo de R\$ 2.562,3 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pelo despacho da usina térmica UEGA, que gerou 2.195 GWh em 2021 devido a crise hídrica, 79% superior à geração de 1.224 GWh em relação ao ano de 2020, bem como pelo reflexo do maior PLD médio de R\$ 280,37 em 2021, superior em 52% ao PLD médio de R\$ 184,42 de 2020;
- 3) acréscimo de R\$ 352,1 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, devido essencialmente ao resultado da remuneração sobre os contratos de transmissão de energia superior em relação ao mesmo período do ano anterior, em decorrência do aumento dos indexadores contratuais (IGPM e IPCA) aplicados sobre o saldo do ativo, que também foi acrescido com novas obras; e
- 4) acréscimo de R\$ 6,5 milhões em **Outras Receitas Operacionais** sobretudo o aumento na renda de prestação de serviços e em arrendamentos e aluguéis.

4.2. Custos e Despesas Operacionais

Em 2021, os Custos e despesas operacionais tiveram o acréscimo de R\$ 851,0 milhões, representando 30,1% de aumento em relação a 2020. Tal variação decorre principalmente de:

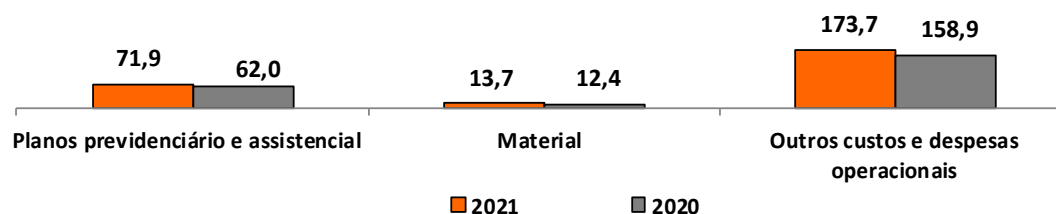


- 1) acréscimo de R\$ 996,1 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, principalmente pelo impacto da crise hídrica sobre os preços de energia e para fazer frente ao volume de energia vendida no período;
- 2) acréscimo de R\$ 20,1 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente, do reajuste tarifário dos contratos da rede básica;
- 3) acréscimo de R\$ 1.463,4 milhões em **Matéria prima e insumos para produção de energia elétrica** para atender ao despacho de usina termelétrica (UEGA);
- 4) acréscimo de R\$ 1,0 milhão em **Pessoal e Administradores**, refletindo principalmente o reajuste salarial de 10,78% em outubro de 2021 decorrente do maior índice inflacionário no período (3,89% em outubro de 2020), conforme acordo coletivo e pelo aumento em R\$ 27,8 milhões na provisão do programa de desligamentos voluntários no período, compensados pela a redução de R\$ 23,3 milhões da provisão por desempenho e participação nos lucros, pela redução do quadro de empregados e pela política de redução de custos.



- 5) redução de R\$ 67,9 milhões no **Custo de construção**, refletindo investimentos realizados na infraestrutura de transmissão de energia;
- 6) redução de R\$ 147,9 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido principalmente ao decréscimo de R\$ 40,9 milhões em provisões de litígios e pela reversão de *Impairment* no segmento de geração, principalmente pela projeção de maior despacho da UEGA;
- 7) acréscimo de R\$ 92,2 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente do aumento nos custos com

manutenção do sistema elétrico, em virtude do acréscimo em serviços de O&M com a entrada plena dos parques eólicos e manutenção em turbina a gás;



- 8) acréscimo de R\$ 14,8 milhões em Outros custos e despesas operacionais, principalmente pelo aumento da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, de tributos e de arrendamento e aluguéis.

Adicionalmente, em setembro de 2021 foi reconhecido a compensação pela repactuação do risco hidrológico por meio de direito a extensão de outorga das usinas da Copel Geração e Transmissão referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, no valor de R\$ 1.560,9 milhões (vide nota explicativa nº 1(b) das demonstrações financeiras).

4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial

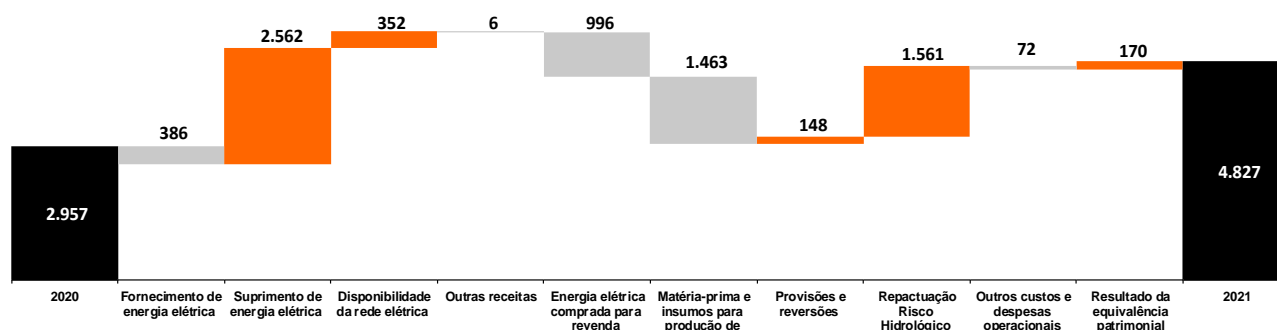
O Resultado da Equivalência Patrimonial de 2021 foi 91,1% superior se comparado ao mesmo período de 2020, decorrente, principalmente, do resultado positivo da equivalência patrimonial nas controladas em conjunto de transmissão de energia elétrica, em decorrência sobretudo da maior correção monetária sobre os ativos de contrato, pela conclusão de obras e pela menor provisão de litígio arbitral com *EPCista*.

4.4. EBITDA ou LAJIDA

O Ebitda Consolidado é uma medição não contábil adotada pela Companhia, calculada de acordo com a Instrução CVM nº 527/2012, consistindo, conforme tabela abaixo, no lucro líquido acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro, depreciações e amortizações.

Em R\$ milhões	Consolidado	
	2021	2020
Lucro líquido	2.820,1	1.619,3
IRPJ e CSLL diferidos	756,2	177,3
IRPJ e CSLL	214,8	325,4
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	438,3	266,5
Lajir/Ebit	4.229,4	2.388,4
Depreciação e Amortização	597,2	568,2
Lajida/Ebitda	4.826,6	2.956,6
Receita Operacional Líquida - ROL	7.551,4	5.029,1
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	63,9%	58,8%

O Ebitda da Companhia, em 2021, foi de R\$ 4.826,6 milhões, apresentando acréscimo de R\$ 1.870,0 milhões em relação a 2020, o que representa 63,2% de aumento.



4.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou aumento das despesas de R\$ 171,9 milhões, devido principalmente à maior dívida e encargos sobre as dívidas.

4.6. Endividamento

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

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício. Em 2021 foram obtido o recurso a seguir:

Ingresso - 2021 (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
Contrato de financiamento Lote E	Copel Geração e Transmissão	BNDES	51,0
Contrato de financiamento Colíder	Copel Geração e Transmissão	BNDES	1,2
7ª Emissão de Debêntures	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.500,0
Contrato de financiamento	Jandaíra I	Banco do Nordeste	7,3
Contrato de financiamento	Jandaíra II	Banco do Nordeste	18,3
Contrato de financiamento	Jandaíra III	Banco do Nordeste	21,5
Contrato de financiamento	Jandaíra IV	Banco do Nordeste	21,9
Contrato de financiamento	Complexo eólico Vilas	Banco do Nordeste	13,1
Total			1.634,3

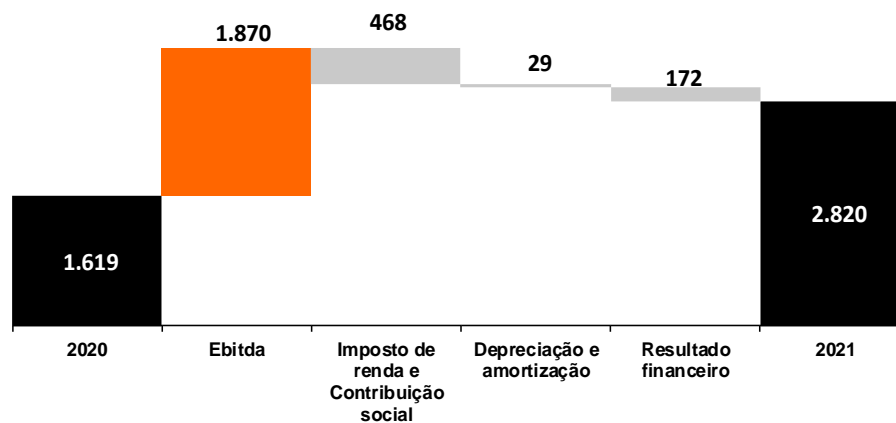
Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 1.262,5 milhões, sendo R\$ 961,5 milhões de principal e R\$ 301,0 milhões de encargos. O cronograma de vencimento da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:

	2023	2024	2025	2026	2027	Após 2027	Total
	1.072	740	1.152	861	293	2.079	6.197
Total	1.072	740	1.152	861	293	2.079	6.197

4.7. Lucro Líquido

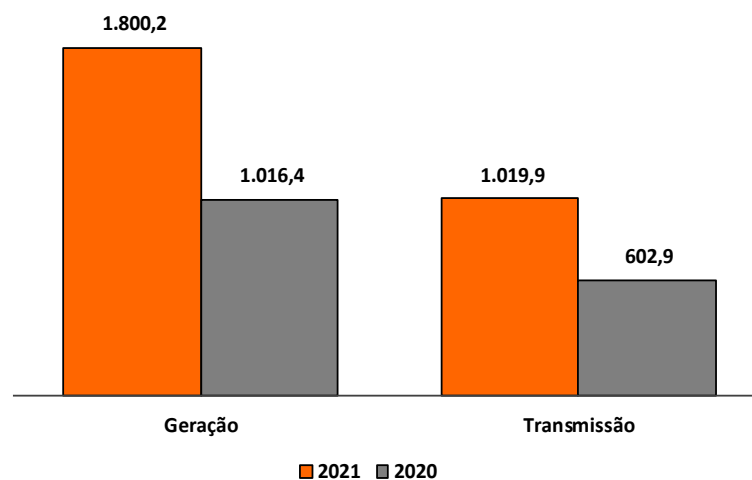
Em 2021, o lucro líquido consolidado foi de R\$ 2.820,1 milhões, sendo 74,2% superior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 1.619,3 milhões.

Do lucro líquido verificado no exercício de 2021, apurado de acordo com a legislação societária, a Companhia propõe para pagamento de dividendos anuais o montante de R\$ 1.520,4 milhões, sendo R\$ 240,0 milhões na forma de Juros sobre o Capital Próprio e R\$ 1.292,1 milhões na forma de Dividendos.



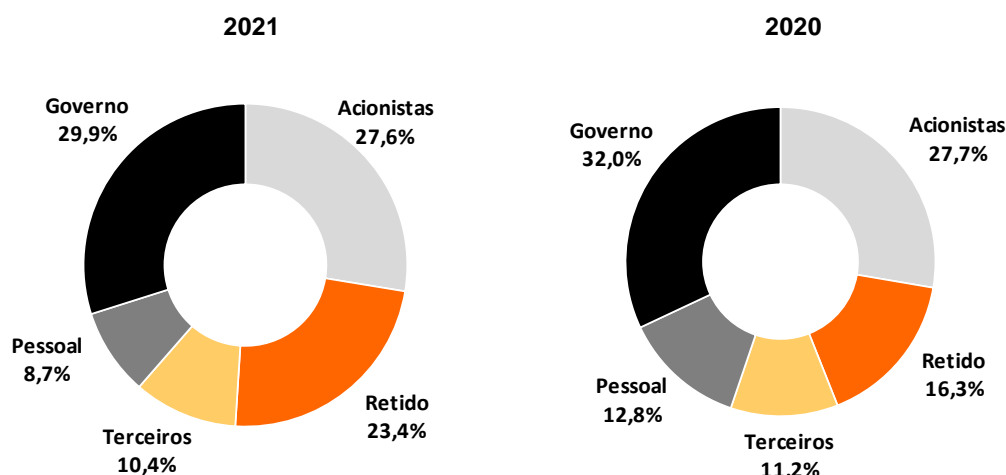
4.8. Lucro Líquido por Segmento

O lucro líquido consolidado segregado por segmento pode ser representado da seguinte forma:



4.9. Valor Adicionado

No exercício de 2021, a Copel Geração e Transmissão apurou R\$ 5.539,0 milhões de Valor Adicionado - total 50,6% superior ao ano anterior, no montante de R\$ 3.679,0 milhões. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



4.10. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2022 foi aprovado na 221ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração. Seguem valores realizados e previstos:

	Realizado		Previsto 2022	Variação % 2021-2020
	2021	2020		
Empreendimentos eólicos	216,9	56,8	164,4	281,9
Geração de energia	74,6	60,9	25,4	22,5
Transmissão de energia	117,8	192,6	89,1	(38,8)
Outros	85,6	147,0	128,4	(41,8)
Total	494,9	457,3	407,3	8,2

4.11. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D

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

Em 2021, a Copel Geração e Transmissão aplicou R\$ 32,3 milhões na execução de 35 projetos de P&D, entre os quais 6 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada Pública de Projetos de P&D. Em 7 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas.

5. PANDEMIA DE COVID-19

A alta administração da Copel atuou de forma tempestiva para lidar com a continuidade da pandemia em 2021, tendo encontrado amparo na robusta estrutura de governança corporativa para a tomada de decisão e gestão da crise.

Desde o início da crise sanitária, a Copel mantém um comitê que avalia periodicamente as ações a serem tomadas considerando o grau de risco de contaminação dentro e fora de suas instalações, bem como as condições de segurança para a saúde dos empregados, incluindo o monitoramento dos dados de vacinação. Além disso, o tema é tratado no âmbito do Conselho Fiscal e do Comitê de Indicação e Avaliação, respectivamente, a cada dois e a cada três meses.

Foram emitidas normas visando garantir o cumprimento das medidas para conter a disseminação da doença na Companhia e minimizar seus impactos nas áreas administrativas, de operações e econômico-financeiras. A Comissão de Contingência seguiu monitorando e atuando sobre os pilares de segurança das pessoas; continuidade das atividades essenciais; monitoramento das orientações e exigências dos órgãos reguladores e preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise.

Durante o ano de 2021, a Companhia seguiu em regime de teletrabalho nas áreas em que foi possível adotar esse formato, com restrições de viagens, realização de reuniões por videoconferência, acompanhamento diário do quadro de saúde e bem-estar dos empregados e adoção de protocolos de contingência, de forma a manter integralmente as operações da infraestrutura de energia elétrica, porém preservando a saúde de seus profissionais.

Durante a pandemia, o primeiro cuidado da Copel com sua saúde econômico-financeira foi com a preservação do caixa, tendo em vista a desaceleração da atividade econômica global como consequência das restrições relacionadas ao distanciamento social e isolamento obrigatório.

Houve preocupação especial com a liquidez do mercado de energia e o preço de curto prazo, bem como com as negociações com o poder concedente para a implementação de diretrizes que garantissem a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira de toda a cadeia de geração e transmissão de energia elétrica. Com a avaliação constante e sistemática dos impactos, a Copel pôde implementar as medidas necessárias para a continuidade das operações no período de redução do consumo e impacto da inadimplência, com vistas à preservação do fluxo de caixa.

Em janeiro de 2022, com 95% do quadro funcional já tendo tomado a primeira dose, dentre os quais 82% com duas doses ou dose única, a Diretoria deliberou pelo retorno de todos os empregados às dependências físicas da Copel no início do exercício, possibilitando o regime híbrido estabelecido no Programa de Home Office, no qual prevê no mínimo um dia e no máximo quatro dias em teletrabalho.



COPEL
Geração e Transmissão



Copel Geração e Transmissão S.A

CNPJ Nº 04.370.282/0001-70

Companhia de Capital Aberto - Categoria "B" - CVM 2474-0

www.copel.com geracao@copel.com

Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A - Mossunguê - Curitiba – PR

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro/2021

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	21
3 Base de Preparação	23
4 Principais Políticas Contábeis	25
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	37
6 Títulos e Valores Mobiliários	37
7 Clientes	38
8 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	39
9 Ativos de contrato	41
10 Outros Créditos	42
11 Tributos	43
12 Despesas Antecipadas	46
13 Partes Relacionadas	46
14 Depósitos Judiciais	47
15 Investimentos	48
16 Imobilizado	53
17 Intangível	61
18 Obrigações Sociais e Trabalhistas	63
19 Fornecedores	63
20 Empréstimos e Financiamentos	64
21 Debêntures	67
22 Benefícios Pós-emprego	69
23 Encargos Setoriais a Recolher	74
24 Pesquisa e Desenvolvimento	74
25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	76
26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	76
27 Outras Contas a Pagar	79
28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	79
29 Patrimônio Líquido	83
30 Receita Operacional Líquida	84
31 Custos e Despesas Operacionais	87
32 Resultado Financeiro	90
33 Segmentos Operacionais	90
34 Instrumentos Financeiros	94
35 Transações com Partes Relacionadas	106
36 Compromissos	109
37 Seguros	109
38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	109
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	111
RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	116
PARECER DO CONSELHO FISCAL	123
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	124
DECLARAÇÃO	125

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	1.122.475	763.501	1.929.858	1.509.740
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	14.571	-
Clientes	7	378.594	364.742	732.090	853.442
Dividendos a receber		240.269	127.138	67.018	65.538
Contas a receber vinculadas à concessão	8	5.121	4.515	5.121	4.515
Ativos de contrato	9	135.723	274.863	148.488	285.682
Outros créditos	10	128.346	160.528	140.734	170.092
Estoques		26.195	23.106	26.396	23.307
Imposto de renda e contribuição social		62.789	13.002	77.513	21.061
Outros tributos a recuperar	11.2	17.314	25.275	18.523	25.879
Despesas antecipadas	12	11.440	9.399	15.101	12.994
Partes relacionadas	13	14.883	12.279	10.530	7.359
		2.143.149	1.778.348	3.185.943	2.979.609
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	95.528	110.615	335.783	289.480
Clientes	7	-	-	11.916	-
Depósitos judiciais	14	78.198	72.711	83.840	78.195
Contas a receber vinculadas à concessão	8	827.950	747.891	827.950	747.891
Ativos de contrato	9	4.469.267	3.659.534	4.911.550	4.064.900
Outros créditos	10	90.722	64.655	91.261	64.994
Imposto de renda e contribuição social		103.837	469	103.837	469
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.1	-	-	48.156	34.267
Outros tributos a recuperar	11.2	75.155	58.666	76.126	59.687
Partes relacionadas	13	-	-	200	-
		5.740.657	4.714.541	6.490.619	5.339.883
Investimentos	15	7.588.590	6.186.349	2.887.274	2.574.402
Imobilizado	16	5.364.435	5.559.793	9.776.328	9.095.100
Intangível	17	1.229.006	53.488	2.296.158	424.538
Direito de uso de ativos	26	55.687	27.835	78.763	29.049
		19.978.375	16.542.006	21.529.142	17.462.972
TOTAL DO ATIVO		22.121.524	18.320.354	24.715.085	20.442.581

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

Balanços Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	18	160.516	164.298	161.483	164.977
Partes relacionadas	13	432.367	6.762	7.471	41.961
Fornecedores	19	439.856	282.700	693.804	555.876
Imposto de renda e contribuição social		-	71.776	60.569	97.653
Outras obrigações fiscais	11.2	36.322	47.342	45.650	58.617
Empréstimos e financiamentos	20	133.964	127.489	248.801	190.672
Debêntures	21	808.303	751.926	859.524	789.445
Dividendos a pagar		638.378	769.108	652.341	781.394
Benefícios pós-emprego	22	17.568	17.634	17.568	17.634
Encargos setoriais a recolher	23	16.578	13.877	21.588	18.147
Pesquisa e desenvolvimento	24.1	61.190	60.712	63.063	65.978
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	7.207	6.673	7.207	6.673
Passivo de arrendamentos	26.2	11.677	9.571	11.982	9.798
Outras contas a pagar	27	36.501	16.890	123.795	59.372
		2.800.427	2.346.758	2.974.846	2.858.197
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	19	125.249	145.145	125.249	145.146
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.1	1.045.740	360.079	1.261.533	376.185
Outras obrigações fiscais	11.2	49.947	47.125	55.122	51.727
Empréstimos e financiamentos	20	1.289.693	1.333.066	2.610.341	2.175.082
Debêntures	21	3.057.051	2.243.612	3.586.776	2.775.437
Benefícios pós-emprego	22	367.621	413.881	368.328	414.524
Pesquisa e desenvolvimento	24.1	57.043	63.675	67.952	65.942
Contas a pagar vinculadas à concessão	25	52.153	46.755	52.153	46.755
Passivo de arrendamentos	26.2	46.272	19.521	69.404	20.604
Outras contas a pagar	27	41.171	37.697	108.646	123.418
Provisões para litígios	28	526.934	530.305	561.149	563.689
		6.658.874	5.240.861	8.866.653	6.758.509
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível ao acionista da empresa controladora					
Capital social	29.1	5.772.757	5.765.226	5.772.757	5.765.226
Adiantamento para futuro aumento de capital		470.000	-	470.000	-
Ajustes de avaliação patrimonial	29.2	564.349	569.958	564.349	569.958
Reserva legal		792.276	657.881	792.276	657.881
Reserva de retenção de lucros		4.205.112	3.137.130	4.205.112	3.137.130
Dividendo adicional proposto		857.729	602.540	857.729	602.540
		12.662.223	10.732.735	12.662.223	10.732.735
Atribuível aos acionistas não controladores	15.2.2	-	-	211.363	93.140
		12.662.223	10.732.735	12.873.586	10.825.875
TOTAL DO PASSIVO		22.121.524	18.320.354	24.715.085	20.442.581

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

Demonstrações de Resultados
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	30	4.065.942	3.396.412	7.551.426	5.029.120
Custos Operacionais	31	(2.280.598)	(1.397.840)	(4.905.411)	(2.451.372)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		1.785.344	1.998.572	2.646.015	2.577.748
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas (reversão de despesas líquida)	31	(116)	(3.291)	7	(3.351)
Despesas gerais e administrativas	31	(245.515)	(220.701)	(284.950)	(252.003)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	31	1.198.933	-	1.560.896	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31	(49.059)	(115.397)	(48.901)	(120.484)
Resultado da equivalência patrimonial	15.1	1.048.724	589.597	356.372	186.477
		1.952.967	250.208	1.583.424	(189.361)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		3.738.311	2.248.780	4.229.439	2.388.387
Resultado Financeiro	32				
Receitas financeiras		79.015	105.765	125.758	134.374
Despesas financeiras		(420.983)	(270.535)	(564.102)	(400.836)
		(341.968)	(164.770)	(438.344)	(266.462)
LUCRO OPERACIONAL		3.396.343	2.084.010	3.791.095	2.121.925
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	11.3				
Imposto de renda e contribuição social		(43.878)	(259.746)	(214.862)	(325.419)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(664.557)	(174.688)	(756.134)	(177.164)
		(708.435)	(434.434)	(970.996)	(502.583)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		2.687.908	1.649.576	2.820.099	1.619.342
Atribuído ao acionista da empresa controladora		-	-	2.687.908	1.649.576
Atribuído aos acionistas não controladores	15.2.2	-	-	132.191	(30.234)
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AO AÇIONISTA DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	29.3				
Ações ordinárias		0,46598	0,28613		

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO		2.687.908	1.649.576	2.820.099	1.619.342
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado	29.2				
Ganhos (perdas) com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		62.071	(113.582)	62.071	(113.787)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		-	(125)	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		(21.104)	38.618	(21.104)	38.618
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		40.967	(75.089)	40.967	(75.169)
RESULTADO ABRANGENTE DO PERÍODO		2.728.875	1.574.487	2.861.066	1.544.173
Atribuível ao acionista, da empresa Controladora		-	-	2.728.875	1.574.487
Atribuível aos acionistas não controladores		-	-	132.191	(30.314)

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

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020
 em milhares de reais

	NE nº	Atribuível ao acionista da empresa controladora							Lucros acumulados	Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Adiantamento para futuro aumento de capital	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros						
				Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto				
Saldo em 1º de janeiro de 2020		5.765.226	-	739.994	(35.317)	575.402	2.529.017	175.383	-	9.749.705	123.454	9.873.159
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		-	-	-	-	-	-	-	1.649.576	1.649.576	(30.234)	1.619.342
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas atuariais, líquidas de tributos	29.2	-	-	-	(75.089)	-	-	-	-	(75.089)	(80)	(75.169)
Resultado abrangente total do exercício		-	-	-	(75.089)	-	-	-	1.649.576	1.574.487	(30.314)	1.544.173
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.2	-	-	(59.630)	-	-	-	-	59.630	-	-	-
Deliberação de dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	(175.383)	-	(175.383)	-	(175.383)
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	-	-	82.479	-	-	(82.479)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	29.4	-	-	-	-	-	-	-	(162.000)	(162.000)	-	(162.000)
Dividendos	29.4	-	-	-	-	-	-	602.540	(856.614)	(254.074)	-	(254.074)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	608.113	-	(608.113)	-	-	-
Saldo em 1º de janeiro de 2021		5.765.226	-	680.364	(110.406)	657.881	3.137.130	602.540	-	10.732.735	93.140	10.825.875
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	-	2.687.908	2.687.908	132.191	2.820.099
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos atuariais, líquidas de tributos	29.2	-	-	-	40.967	-	-	-	-	40.967	-	40.967
Resultado abrangente total do período		-	-	-	40.967	-	-	-	2.687.908	2.728.875	132.191	2.861.066
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	29.2	-	-	(46.576)	-	-	-	-	46.576	-	-	-
Recebimento de adiantamento		-	470.000	-	-	-	-	-	-	470.000	-	470.000
Aumento de capital	29.1	7.531	-	-	-	-	-	-	-	7.531	-	7.531
Deliberação de dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	(602.540)	-	(602.540)	-	(602.540)
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	29.3	-	-	-	-	134.395	-	-	(134.395)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	29.4	-	-	-	-	-	-	-	(240.000)	(240.000)	-	(240.000)
Dividendos	29.4	-	-	-	-	-	-	857.729	(1.292.107)	(434.378)	(13.968)	(448.346)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	1.067.982	-	(1.067.982)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2021		5.772.757	470.000	633.788	(69.439)	792.276	4.205.112	857.729	-	12.662.223	211.363	12.873.586

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		2.687.908	1.649.576	2.820.099	1.619.342
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		365.214	253.961	500.120	383.270
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	8.1	(134.482)	(94.307)	(134.482)	(94.307)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	9.1	(1.024.111)	(726.404)	(1.084.986)	(777.670)
Imposto de renda e contribuição social	11.3	43.878	259.746	214.862	325.419
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.3	664.557	174.688	756.134	177.164
Resultado da equivalência patrimonial	15.1	(1.048.724)	(589.597)	(356.372)	(186.477)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	22.4	74.609	63.999	75.209	63.696
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento	24.2	31.494	27.913	61.321	40.761
Depreciação e amortização	31	334.064	331.818	597.187	568.185
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	31.4	33.443	(51.071)	(108.236)	39.746
Resultado da repactuação do risco hidrológico - GSF	31	(1.198.933)	-	(1.560.896)	-
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		-	-	(722)	(722)
Valor justo nas operações com derivativos	32	20.401	(24.511)	20.401	(24.511)
Baixas de ativos de contrato		-	23.687	-	23.687
Resultado das baixas de imobilizado	16.2	1.814	1.083	40.305	5.164
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	26.1 e 26.2	(15)	-	(26)	(29)
		851.117	1.300.581	1.839.918	2.162.718
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		596.620	660.600	773.192	344.246
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		310.354	204.059	72.890	44.072
Depósitos judiciais		(3.191)	9.193	(5.645)	8.956
Outros créditos		(14.672)	(65.841)	(17.356)	(29.482)
Estoques		(2.837)	2.365	(2.837)	2.164
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(153.155)	40.159	(159.344)	43.624
Outros tributos a recuperar		(64.982)	10.274	(108.000)	18.567
Despesas antecipadas		(2.041)	67	(2.082)	125
Partes relacionadas		(2.604)	(3.508)	(3.371)	661
		663.492	857.368	547.447	432.933
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		(3.782)	80.187	(3.494)	80.225
Partes relacionadas		(782)	80	(918)	79
Fornecedores		(48.975)	(219.185)	(89.546)	(155.239)
Outras obrigações fiscais		7.746	(84.172)	49.098	(78.219)
Benefícios pós-emprego	22.4	(58.864)	(57.444)	(59.400)	(57.093)
Encargos setoriais a recolher		2.701	(2.331)	3.441	1.871
Pesquisa e desenvolvimento	24.2	(38.408)	(30.559)	(62.753)	(47.109)
Contas a pagar vinculadas à concessão	25.1	(5.186)	(4.747)	(5.186)	(4.747)
Outras contas a pagar		3.638	2.247	2.503	96.780
Provisões para litígios quitadas	28.1	(63.032)	(41.851)	(63.190)	(41.852)
		(204.944)	(357.775)	(229.445)	(205.304)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		1.309.665	1.800.174	2.157.920	2.390.347
Imposto de renda e contribuição social pagos		(115.654)	(188.268)	(255.254)	(235.446)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	20.3	(81.837)	(85.805)	(146.126)	(150.190)
Encargos de debêntures pagos	21.2	(114.098)	(180.956)	(154.951)	(221.785)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos	26.2.1	(4.296)	(2.287)	(4.399)	(2.434)
Encargos de mútuos obtidos com partes relacionadas pagos		(374)	-	(374)	(2.015)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		993.406	1.342.858	1.596.816	1.778.477

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
 dos exercícios findos em 30 de dezembro de 2021 e de 2020 (continuação)
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		15.087	(5.649)	(47.638)	(18.215)
Aquisição de controladas	1.2	(578.237)	-	(501.886)	-
Aportes em investimentos	15.1	(193.550)	(245.711)	(30.870)	(65.493)
Aquisições de imobilizado		(46.207)	(39.782)	(288.401)	(217.589)
Aquisições de intangível	17.2	(4.772)	(1.728)	(5.607)	(7.376)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(807.679)	(292.870)	(874.402)	(308.673)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	20.3	52.163	263.000	134.313	263.000
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	20.3	-	-	(1.647)	-
Ingressos de debêntures emitidas	21.2	1.500.000	-	1.500.000	-
Custos de transação na emissão de debêntures	21.2	(15.321)	-	(15.321)	-
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas		497.650	-	-	40.000
Recebimento de adiantamento para futuro aumento de capital		470.000	-	470.000	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	20.3	(125.343)	(119.402)	(187.991)	(178.594)
Amortizações de principal de debêntures	21.2	(733.761)	(666.667)	(773.476)	(701.977)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos	26.2.1	(10.493)	(13.924)	(10.707)	(14.225)
Amortizações de principal de obrigações com partes relacionadas		(90.000)	-	(33.528)	(5.000)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.371.648)	(262.500)	(1.383.939)	(262.500)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		173.247	(799.493)	(302.296)	(859.296)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		358.974	250.495	420.118	610.508
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	763.501	513.006	1.509.740	899.232
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	1.122.475	763.501	1.929.858	1.509.740
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		358.974	250.495	420.118	610.508

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	4.289.304	3.605.799	8.154.819	5.374.362
Receita de construção	377.126	285.868	552.473	402.808
Repactuação do Risco Hidrológico - GSF	1.198.933	-	1.560.896	-
Outras receitas	27.505	1.646	33.575	1.674
Perdas de crédito esperadas	(1.050)	(3.349)	(927)	(3.408)
	5.891.818	3.889.964	10.300.836	5.775.436
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	1.054.039	184.570	1.356.131	257.647
Encargos de uso da rede elétrica	334.451	338.986	535.116	502.420
Material, insumos e serviços de terceiros	125.385	107.024	2.325.748	616.547
Custo de construção	301.918	267.745	476.900	383.884
Perda de valores ativos	7.674	5.888	9.298	6.567
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	(11.765)	(132.784)	(150.541)	(48.111)
Outros insumos / reversões de provisões	90.056	113.172	96.979	130.659
	1.901.758	884.601	4.649.631	1.849.613
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	3.990.060	3.005.363	5.651.205	3.925.823
(-) Depreciação e amortização	334.064	331.818	597.187	568.185
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	3.655.996	2.673.545	5.054.018	3.357.638
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	1.048.724	589.597	356.372	186.477
Receitas financeiras	79.015	105.765	125.758	134.374
Outras receitas	2.828	497	2.893	526
	1.130.567	695.859	485.023	321.377
	4.786.563	3.369.404	5.539.041	3.679.015

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e de 2020 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2021	%	31.12.2020	%	31.12.2021	%	31.12.2020	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	223.917		228.103		241.100		240.717	
Planos previdenciário e assistencial	70.326		60.819		71.905		61.971	
Auxílio alimentação e educação	25.249		25.705		25.710		26.091	
Encargos sociais - FGTS	14.662		14.934		15.827		15.717	
Programa de desligamentos voluntários	39.649		11.880		39.649		11.879	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	90.001		113.575		90.325		113.575	
	463.804	9,7	455.016	13,5	484.516	8,7	469.950	12,8
Governo								
Federal								
Tributos	987.161		766.074		1.343.090		893.808	
Encargos setoriais	195.112		176.328		256.654		212.280	
Estadual	22.845		40.058		45.838		65.166	
Municipal	10.207		4.673		12.703		4.863	
	1.215.325	25,4	987.133	29,3	1.658.285	29,9	1.176.117	32,0
Terceiros								
Juros	414.979		268.072		556.873		395.607	
Arrendamentos e aluguéis	4.127		1.160		14.598		9.552	
Doações, subvenções e contribuições	420		8.447		4.670		8.447	
	419.526	8,8	277.679	8,2	576.141	10,4	413.606	11,2
Acionistas								
Lucros retidos	1.155.801		630.962		1.155.801		630.962	
Remuneração do capital próprio	240.000		162.000		240.000		162.000	
Dividendos	1.292.107		856.614		1.292.107		856.614	
Participações de acionistas não controladores	-		-		132.191		(30.234)	
	2.687.908	56,1	1.649.576	49,0	2.820.099	51,0	1.619.342	44,0
	4.786.563	100,0	3.369.404	100,0	5.539.041	100,0	3.679.015	100,0

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

em 31 de dezembro de 2021

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT, Companhia ou Controladora), com sede na rua José Izidoro Biazetto, 158, bloco A, bairro Mossunguê, Curitiba - PR, é uma sociedade por ações de capital aberto, categoria "B", subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia (Copel). Explora o serviço de geração de energia elétrica através de 51 usinas próprias e participação em outras 2 usinas, sendo 21 hidrelétricas, 30 eólicas e 2 termelétricas, com 6.262,6 MW de capacidade instalada e garantia física de 2.900,7 MW médios, além do serviço de transmissão de energia elétrica prestado através de 53 subestações e 7.946 km de linhas próprias e em participação, pertencentes à rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

A Companhia tem como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte e comercialização de energia elétrica. Adicionalmente, a Companhia tem participação em consórcios e em sociedades de propósito específico, com o objetivo de desenvolver atividades nas áreas de geração e transmissão de energia elétrica.

a) Pandemia do coronavírus (Covid-19) e seus impactos

Coronavírus é uma família de vírus descoberto em 2019, após casos registrados na China, que provoca a doença chamada Covid-19. Em 26.02.2020 o primeiro caso de infecção foi identificado no Brasil, no município de São Paulo e no dia 11.03.2020, a Organização Mundial da Saúde - OMS atribuiu o status de pandemia ao coronavírus, tendo em vista a disseminação das contaminações pelo mundo. No Brasil, os governos federal, estaduais e municipais implementaram diversas medidas de atuação com a emergência na saúde pública. No estado do Paraná as medidas incluíram isolamento social e restrições ao funcionamento de atividades não essenciais como forma de retardar a progressão do vírus, bem como ampliando a vacinação para a população em geral. Após um ciclo de agravamento da pandemia que perdurou até meados de junho de 2021, houve uma redução do isolamento social e o aumento da atividade econômica a partir deste período, principalmente em decorrência do avanço da vacinação que refletiu na diminuição dos casos graves da doença, mesmo com o aumento das infecções pela variante Ômicron no final de 2021 e início de 2022.

A partir de março de 2020, a Administração da Copel emitiu normas que visam garantir o cumprimento das medidas para conter a disseminação da doença na Companhia e minimizar seus impactos e potenciais impactos nas áreas administrativas, de operações e econômico-financeiras.

Nessa linha, a Copel estabeleceu uma Comissão de Contingência, com objetivo de monitorar e mitigar os impactos e consequências nas principais atividades da Companhia, com base nos 4 pilares definidos: (i) segurança das pessoas, (ii) continuidade das atividades essenciais, (iii) monitoramento das orientações e exigências dos órgãos reguladores, e (iv) preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise.

Entre as principais iniciativas implementadas pela Companhia, citam-se as ações para prevenir e mitigar os efeitos do contágio no local de trabalho, tais como: adoção do trabalho em home office nas áreas em que é possível adotar este formato, restrições de viagens, reuniões por vídeo conferência, acompanhamento diário do quadro de saúde e bem estar dos colaboradores e protocolos de contingência de forma a manter integralmente as operações da infraestrutura de energia elétrica, preservando a saúde de seus profissionais, seus acessos seguros aos locais de trabalho, um ambiente que preserve o distanciamento entre indivíduos, higiene e acesso aos equipamentos de proteção individual.

Da mesma forma, a Copel GeT adotou diversas ações com o objetivo de manter a confiabilidade e disponibilidade de suas usinas e dos sistemas de transmissão.

Efeitos do coronavírus (Covid-19) nas demonstrações financeiras

A Copel tem acompanhado continuamente as projeções da carga de energia e a partir do segundo trimestre de 2021 observou-se a retomada da maioria de setores da economia, a carga no Sistema Interligado Nacional - SIN apresentou aumento de 4,1% em relação ao ano de 2020, cujo resultado é atribuído principalmente à redução progressiva de medidas de restrições para combate a Covid-19.

No que diz respeito ao cronograma de implantação de projetos de geração e transmissão, ou até mesmo na disponibilidade dos ativos existentes decorrentes de ações locais que impeçam o acesso às instalações ou de problemas com os fornecedores do setor, também afetados pela crise, a Administração, de forma diligente, continua acompanhando os prazos das obras em curso e mantém contínua comunicação com o regulador sobre eventuais atrasos que poderão ocorrer até a normalização das atividades comerciais do mercado como um todo. As obras em andamento da Companhia até o momento não tiveram atrasos significativos.

Com o objetivo de mitigar os impactos e consequências nas principais atividades, a Copel GeT vem monitorando constantemente seus contratos, a liquidez do mercado de energia e o preço de curto prazo, bem como mantém uma comunicação com o Órgão Regulador do setor elétrico brasileiro para a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira de toda a cadeia de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica.

Neste cenário, para fins de elaboração e divulgação destas demonstrações financeiras, a Administração avaliou suas estimativas de forma a identificar os possíveis impactos da Covid-19 nos negócios da Companhia, conforme segue:

a.1) Perdas de crédito esperadas

Um risco potencialmente relevante na emergência da Covid-19 está relacionado à inadimplência de clientes. Neste cenário, a Companhia mantém contato regular com seus principais clientes, flexibilizando a política de cobrança no período da pandemia e o incremento do nível de digitalização no relacionamento com a Copel GeT.

Tanto o saldo de contas a receber da Companhia bem como as estimativas de perdas de créditos esperadas registradas em 31.12.2021 refletem, de maneira tempestiva, a melhor análise da Administração neste momento sobre a qualidade e recuperabilidade desse ativo financeiro.

Ainda que não tenha deteriorado significativamente o indicador de perdas, a Companhia poderá enfrentar pressão nesse indicador se houver um prolongamento mais grave da pandemia e caso sejam implementadas restrições mais rígidas de distanciamento social.

a.2) Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros - *impairment*

Em 31.12.2021 as premissas dos ativos não financeiros relevantes da Companhia foram avaliadas individualmente e a Administração não identificou de que algum ativo possa ter sofrido desvalorização em decorrência dos reflexos econômicos da pandemia, além dos ajustes ocorridos, conforme demonstrado na NE nº 16.4.

O ajuste mais significativo ocorreu na termelétrica UEG Araucária, com reversão em 30.06.2021 da totalidade do *impairment* constituído em períodos anteriores tendo em vista que as estimativas de seus fluxos de caixa sejam afetadas pelo aumento do despacho de usinas térmicas, consequência das condições hidrológicas desfavoráveis, associadas a política operativa do ONS para garantia de suprimento energético, inclusive pela recomposição dos reservatórios das usinas hidroelétricas, o que faz com que as premissas de despacho futuro da usina ocorram em um período maior que as projeções anteriores.

Em relação as projeções para os empreendimentos hidrelétricos e eólicos, as principais premissas aplicadas na preparação dos modelos de fluxo de caixa não tiveram impacto significativo no curto prazo tendo em vista que a maior parte de energia já está contratada e o montante da energia exposta à liquidação ao PLD não é relevante. No médio e longo prazo, houve melhora nos preços praticados no mercado livre sobre a parte da energia não contratada. Por fim, no longo prazo, a premissa de GSF esperado utilizado para o cálculo do *impairment* não sofreu alteração significativa, evidenciando-se, portanto, a recuperabilidade dos ativos.

a.3) Recuperação dos tributos diferidos ativos

A Companhia e suas controladas possuem saldo de R\$ 48.156 de tributos diferidos ativos sobre prejuízo fiscal e diferenças temporárias contabilizados em 31.12.2021. A Companhia avaliou suas estimativas de expectativa de lucro tributável futuro e não identificou necessidade de provisão para perda dos mesmos.

a.4) Valor justo de outros ativos e passivos

No momento atual, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia, principalmente nos ativos originários de contratos de concessão que são realizados a longo prazo e possuem garantia contratual de recebimento de seu saldo residual ao final da concessão e/ou direito de receber caixa durante a concessão. Neste sentido, tendo em vista que não houve alterações nas estimativas e premissas de longo prazo, e que os ativos da Companhia são essenciais e apontam para a continuidade das operações e dos fluxos de caixa no médio e longo prazo, até o momento, seus efeitos não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia.

a.5) Benefícios Pós-emprego

A Administração da Companhia tem efetuado monitoramento constante em relação ao valor justo do ativo atuarial dos planos de benefícios pós emprego em decorrência da instabilidade da taxa de juros, que é determinada com base nos dados de mercado. Apesar da instabilidade econômica neste período de pandemia, o superávit dos planos previdenciários manteve-se no exercício de 2021 devido ao incremento das taxas de desconto que reduziu o valor presente das obrigações atuariais e compensou a queda do valor justo dos ativos financeiros. Conforme demonstrado na NE nº 22, os planos de benefícios não geraram obrigações adicionais.

a.6) Liquidez

A Companhia apresenta atualmente uma situação financeira sólida com bons índices de liquidez e acredita que o capital de giro é suficiente para seus requisitos atuais.

Em 31.12.2021, o capital circulante líquido consolidado da Companhia totaliza R\$ 211.097 (R\$ 121.412 em 31.12.2020) com saldo de caixa e equivalente de caixa de R\$ 1.929.858, frente ao saldo de R\$ 1.509.740 em 31.12.2020. O capital circulante líquido negativo apresentado pela Controladora está sendo monitorado, conforme descrito na NE nº 34.2.2.

A Companhia vem monitorando sua liquidez financeira, considerando a possibilidade de captação de recursos e implementando ações de redução de custos, com o objetivo de garantir o cumprimento das obrigações financeiras em dia.

a.7) Outros ativos

A Companhia não identificou quaisquer mudanças nas circunstâncias que indiquem *impairment* de outros ativos, tendo em vista que até o momento atual, a pandemia não resultou em impacto significativo nas operações da Companhia.

Diante do exposto acima, ressalta-se que não houve impacto relevante ou material nos negócios da Companhia que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos apresentados nas demonstrações financeiras em 31.12.2021 e até a data desta publicação. No entanto, considerando que, como todas as empresas, a Copel GeT está exposta a riscos decorrentes de eventuais restrições legais e de mercado que venham a ser impostas, não é possível assegurar que não haverá impactos nas operações ou que o resultado não será afetado por reflexos futuros que a pandemia poderá provocar.

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

Em 09.09.2020, foi publicada a Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados: (i) por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, (ii) pelas restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e (iii) por geração fora da ordem de mérito e importação. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão: (i) desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015.

Na repactuação do risco hidrológico, a Administração exerceu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do CPC 04, tendo em vista tratar-se em essência de um ativo intangível relacionado a direito de outorga decorrente de compensação por custos incorridos em exercícios anteriores. Adicionalmente considerando-se também por analogia o parágrafo 44 do referido CPC 04, o ativo constituído pela repactuação do risco não hidrológico, é reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa da Companhia.

As usinas da Copel GeT com direito a extensão de outorga, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.919, de 03.08.2021 e nº 2.932, de 17.09.2021, estão relacionadas a seguir:

Homologação Aneel	Empresa	USINA	Data de fim da concessão (Atual)	Extensão (dias)	Data de fim da concessão (Após adesão)	Participação %
REH 2.919/2021	Copel GeT	APUCARANINHA	12/10/2025	472	27/01/2027	100
	Copel GeT	CAPIVARI/CACHOEIRA(GPS)	05/01/2046	2.555	03/01/2053	100
	Copel GeT	CAVERNOSO	07/01/2031	898	23/06/2033	100
	Copel GeT	CHAMINE	16/08/2026	717	02/08/2028	100
	Copel GeT	DERIVAÇÃO DO RIO JORDÃO	15/11/2029	949	21/06/2032	100
	Copel GeT	GUARICANA	16/08/2026	705	21/07/2028	100
	Copel GeT	SALTO CAXIAS (GJR)	04/05/2030	1.051	20/03/2033	100
	Copel GeT	SAO JORGE	03/12/2024	598	24/07/2026	100
	Copel GeT	SEGREDO (GNB)	15/11/2029	1.045	25/09/2032	100
REH 2.932/2021	Copel GeT	CAVERNOSO 2	28/02/2046	1.742	06/12/2050	100
	Copel GeT	COLÍDER	17/01/2046	13	30/01/2046	100
	FDA (a)	GOV. BENTO MUNHOZ	17/09/2023	461	21/12/2024	100
	Copel GeT	MAUA	03/07/2042	1.789	27/05/2047	51
	Copel GeT	UHE BAIXO IGUAÇU	30/10/2049	34	03/12/2049	30
	ELEJOR	FUNDÃO	28/05/2037	1.110	11/06/2040	70
	ELEJOR	SANTA CLARA	28/05/2037	1078	10/05/2040	70

(a) Subsidiária Integral da Copel GeT

Em 28.09.2021, o Conselho de Administração da Copel GeT aprovou a adesão à repactuação do risco hidrológico da parcela de garantia física não repactuada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, por meio de extensão de outorga das suas usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia - MRE. Com a aprovação do Conselho de Administração da adesão aos termos da Lei, que inclui a renúncia de futuros questionamentos ou ações judiciais em relação aos riscos hidrológicos em questão, a Companhia reconheceu um ativo intangível referente ao direito à extensão da outorga, em contrapartida à rubrica “Custos operacionais – Recuperação de custos – Risco hidrológico”, no montante de R\$ 1.560.896 com impacto positivo no seu resultado operacional consolidado e de R\$ 1.030.191 no lucro, líquido dos tributos.

1.1 Participações societárias da Copel

A Copel GeT participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2), em coligadas (1.1.3) e em operações em conjunto (1.1.4).

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
UEG Araucária S.A. (UEGA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield) - NE nº 1.2	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Ventos de Serra do Mel B S.A. - NE nº 1.2	Serra do Mel/RN	Controle e gestão de participações	68,8	Copel GeT
			31,2	Brownfield
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (FDA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A. (a) (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Eol Potiguar B61 SPE S.A. (c) - NE nº 1.2	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Eol Potiguar B141 SPE S.A. - NE nº 1.2	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B142 SPE S.A. - NE nº 1.2	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B143 SPE S.A. - NE nº 1.2	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A. - NE nº 1.2	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel

(a) Fase pré-operacional.

(b) SPE constituídas com 0,1% de participação da Cutia. Em 2021 foi concluída a transferência da totalidade das ações para a Copel GeT.

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

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchá Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Consórcio	Consorticiados	Participação
		%
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul (NE nº 16.3)	Copel GeT	51,0
	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (NE nº 16.3)	Copel GeT	30,0
	Geração Céu Azul S.A. (controlada da Neoenergia S.A.)	70,0

1.2 **Combinação de negócios - Complexo Eólico Vilas**

Conforme Fato Relevante 19/21, em 30.11.2021 a Copel GeT concluiu a aquisição de 100% do Complexo Eólico Vilas como parte da estratégia da Companhia de crescimento sustentável em energia renovável, ampliando a diversificação da matriz de geração alinhada à Política de Investimentos.

O empreendimento é formado por 5 parques eólicos com 186,7 MW de capacidade instalada localizados no Município de Serra do Mel - RN, totalmente em operação.

O quadro a seguir apresenta as participações societárias adquiridas. A Copel GeT assumiu o controle destas empresas que, até então, eram controladas, direta ou indiretamente, pela Voltália S.A.:

Controlada	Participação	
	%	Investidora
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield)	100,0	Copel GeT
Ventos de Serra do Mel B S.A.	68,84	Copel GeT
	31,16	Brownfield
Eol Potiguar B61 SPE S.A.	99,99992	Copel GeT
	0,00008	Brownfield
Eol Potiguar B141 SPE S.A.	100,0	Ventos de Serra do Mel
Eol Potiguar B142 SPE S.A.	100,0	Ventos de Serra do Mel
Eol Potiguar B143 SPE S.A.	100,0	Ventos de Serra do Mel
Eol Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	100,0	Ventos de Serra do Mel

A Copel GeT mensurou, preliminarmente, o valor justo dos ativos identificados adquiridos e os passivos assumidos na data da aquisição. O quadro a seguir apresenta os valores consolidados de todas as empresas adquiridas:

	Valor contábil ajustado (a)	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	901.059	277.120	1.178.179
Caixa e equivalentes	76.350	-	76.350
Títulos e valores mobiliários	13.236	-	13.236
Clientes	23.585	-	23.585
Outros créditos	341	-	341
Imposto de renda e contribuição social	476	-	476
Outros tributos a recuperar	64	-	64
Despesas antecipadas	24	-	24
Imobilizado	754.557	-	754.557
Intangível	10.275	277.120	287.395
Direito de uso de ativos	22.151	-	22.151
Passivos assumidos	580.495	94.221	674.716
Fornecedores	11.229	-	11.229
Imposto de renda e contribuição social	117	-	117
Outras obrigações fiscais	2.905	-	2.905
Imposto de renda e contribuição social diferidos	3.191	94.221	97.412
Empréstimos e financiamentos	514.273	-	514.273
Passivo de arrendamento	22.379	-	22.379
Outras contas a pagar	26.401	-	26.401
Ativos líquidos adquiridos	320.564	182.899	503.463

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

O direito de autorização e o passivo fiscal diferido gerados na combinação de negócios foram registrados como mais e menos valia, respectivamente, no investimento da Copel GeT. No balanço consolidado estes valores irão compor os saldos do intangível e de imposto de renda e contribuição social diferidos.

O quadro abaixo apresenta a contraprestação transferida pelos ativos adquiridos e o ágio técnico apurado em decorrência do reconhecimento do passivo fiscal diferido na combinação de negócios:

Valor da contraprestação	597.684
(-) Valor justo dos ativos líquidos adquiridos	503.463
Ágio técnico	94.221

O montante pago está suportado pelas projeções dos fluxos de caixa descontados das operações dos empreendimentos adquiridos. Do total da contraprestação, a Copel GeT desembolsou R\$ 578.236 em novembro de 2021 e o restante será pago durante o primeiro semestre de 2022, quando haverá também o ajuste de preços conforme previsão contratual. Considerando o caixa adquirido da controlada no valor de R\$ 76.350, o efeito líquido no caixa da Companhia foi de R\$ 501.886 conforme apresentado nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa.

Caso essa combinação de negócio tivesse sido efetivada em 1º.01.2021, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 78.071, totalizando R\$ 24.062.358, e o lucro líquido consolidado do exercício aumentaria em R\$ 45.792, totalizando R\$ 5.094.394.

2 Concessões e Autorizações

Concessões de Geração	Participação %	Vencimento	
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	51	27.05.2047	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	30.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	06.12.2050	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	03.12.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	27.01.2027	
UHE Chaminé	100	02.08.2028	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	21.06.2032	
UHE Cavernoso	100	23.06.2033	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 34.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 34.2.6)	100	24.07.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	25.09.2032	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	20.03.2033	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana	100	21.07.2028	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	03.01.2053	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	15.08.2032
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100,0	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 34.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis (a)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (a)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (a)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (a)	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055

(a) Empreendimento em construção.

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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(b)
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilha III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau (a) LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba SE Medianeira 230/138 kV SE Curitiba Centro 230/138 kV SE Andirá Leste 230/138 kV	100	07.04.2046	2026
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora Contrato nº 001/2012: LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042	2022
Caiuá Transmissora Contrato nº 007/2012: LT 230 kV Umuarama - Guaíra LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV	49	10.05.2042	2022
Marumbi Transmissora Contrato nº 008/2012: LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2022
Integração Maranhense Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042	2022
Matrinchã Transmissora Contrato nº 012/2012: LT 500 kV Paranaíta - Cláudia LT 500 kV Cláudia - Paranatinga LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho SE Paranaíta 500 kV SE Cláudia 500 kV SE Paranatinga 500 kV	49	10.05.2042	2022
Guaraciaba Transmissora Contrato nº 013/2012: LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II SE Marimbondo II 500 kV	49	10.05.2042	2022
Paranaíba Transmissora Contrato nº 007/2013: LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	02.05.2043	2023
Mata de Santa Genebra Contrato nº 001/2014: LT 500 kV Itatiba - Bateias LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV SE Itatiba 500 kV SE Fernão Dias 500/440 kV	50,1	14.05.2044	2024
Cantareira Transmissora Contrato nº 019/2014: LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
Uirapuru Transmissora Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035	(b)

(a) Início da operação comercial em 1º.04.2021.

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

3 Base de Preparação

3.1 Base de elaboração

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

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

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi aprovada pelo Conselho de Administração em 29.03.2022.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.3 Base de mensuração

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

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

3.4.1 Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas, exceto aqueles que envolvem estimativas, estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NE nº 4.1 - Base de consolidação; e
- NE nº 4.2 - Instrumentos financeiros.

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as principais premissas a respeito do futuro e outras principais origens de incerteza nas estimativas que podem levar a ajustes significativos aos valores dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NEs nºs 4.3 e 8 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NEs nºs 4.4 e 9 - Ativos de contrato;
- NEs nºs 4.7 e 16 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.8 e 18 - Intangível;
- NEs nºs 4.9.1 e 7.2 - Perdas de crédito esperadas;
- NEs nºs 4.9.2, 16.5 e 16.6 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.10 e 29 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.11 - Reconhecimento de receita;
- NE nº 4.13 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 4.14 - Instrumentos financeiros derivativos;
- NEs nºs 4.15 e 11.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NEs nºs 4.16 e 23 - Benefícios pós-emprego.

3.5 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individual ou coletivamente, possam levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional, apesar do capital circulante líquido apresentado pela Controladora. As ações para o equacionamento da capacidade financeira de curto prazo da Copel GeT estão descritas na NE nº 34.2.2.

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

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Base de consolidação

4.1.1 Método de equivalência patrimonial

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

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

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

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

4.1.2 Controladas

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

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

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados.

4.1.3 Participação de acionistas não controladores

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

4.1.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

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

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

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

4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

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

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

4.1.6 Combinação de negócios

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

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

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

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

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

4.2 Instrumentos financeiros

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

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

A Companhia e suas controladas não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A Companhia opera com instrumentos financeiros derivativos conforme descrito na NE nº 4.14.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

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

4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

Os passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos. Esse método também é utilizado para alocar a despesa de juros desses passivos pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive

honorários pagos ou recebidos, que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos), ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

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

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

4.3 Contas a receber vinculadas à concessão

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

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

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

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

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

4.3.2 Concessão de geração de energia elétrica

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

4.4 Ativos de contrato

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

4.4.1 Concessão de transmissão de energia elétrica

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

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

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

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

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

O ativo proveniente da construção da infraestrutura de transmissão é formado pelo reconhecimento da receita de construção, conforme o percentual completado da obra (NE nº 4.12) e por sua remuneração financeira (NE nº 4.11.2).

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

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

Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

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

4.5 Contas a pagar vinculadas à concessão

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

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

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

4.7 Imobilizado

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

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

4.8 Intangível

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

4.8.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato prevê pagamentos à União a título de Uso do Bem Público - UBP.

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

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

Ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015 e alterações posteriores, proveniente do valor recuperado do custo com o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (GSF). O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente até o final do novo prazo de concessão, conforme demonstrado na NE nº 1.b.

4.8.3 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

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

4.8.4 Baixa de ativos intangíveis

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

4.9 Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.9.1 Ativos financeiros

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

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

4.9.2 Ativos não financeiros

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

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

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

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

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

4.10 Provisões

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

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

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

Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridos com programas socioambientais relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são analisados de acordo com a sua natureza e são registrados diretamente no resultado do exercício.

4.11 Reconhecimento da receita

4.11.1 Receita de contratos com clientes

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

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

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

A receita proveniente do fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica é reconhecida mensalmente com base na energia medida e efetivamente faturada. Além disso, a Companhia registra a receita não faturada, calculada entre a data da última leitura e o encerramento do mês, por estimativa, com base na média do último faturamento.

4.11.2 Receita de juros

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

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

4.12 Receita de construção e custo de construção

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

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

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão relativa aos exercícios de 2021 e de 2020 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

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

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

4.14 Instrumentos financeiros derivativos

4.14.1 Operações de compra a termo de moeda

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

4.15 Tributos

4.15.1 Imposto de renda e contribuição social

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

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

4.15.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

Os ativos e passivos fiscais diferidos são divulgados por seu valor líquido caso haja direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita a tributação.

4.15.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

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

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

4.16 Benefícios Pós-emprego

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

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

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

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

4.17 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

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

4.18 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2021

A partir do exercício de 2021, estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia:

- (i) Revisão anual do CPC nº 17/2020 com alteração nos pronunciamentos: CPC 06 (R2) / IFRS 16, CPC 11 / IFRS 4, CPC 38 / IAS 39, CPC 40 (R1) / IFRS 7 e CPC 48 / IFRS 9 em decorrência da definição do termo “Reforma da Taxa de Juros de Referência - Fase 2”;
- (ii) Alteração do CPC 06 (R2) / IFRS 16 - concessões de aluguel relacionadas à Covid-19.

4.19 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir dos exercícios de 2022 e de 2023 estarão vigentes as alterações nos seguintes pronunciamentos:

- (i) CPC 25 / IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso (a partir de 1º.01.2022);
- (ii) CPC 27 / IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido (a partir de 1º.01.2022);
- (iii) CPC 15 / IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual (a partir de 1º.01.2022);
- (iv) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2018 – 2020: compreendem modificações no CPC 37 / IFRS 1, CPC 48 / IFRS 9, IFRS 16/ CPC 06 e CPC 29 / IAS 41 (a partir de 1º.01.2022);
- (v) CPC 26 / IAS 1: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes (a partir de 1º.01.2023);
- (vi) CPC 50 / IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao CPC 11 / IFRS 4 (a partir de 1º.01.2023);
- (vii) CPC 26 / IAS 1 e expediente prático 2 do IFRS: alteração nas divulgações de políticas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (viii) CPC 23 / IAS 8: atualização das definições de estimativas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (ix) CPC 32 / IAS 12: alterações no tratamento do imposto diferido relacionado a ativos e passivos resultantes de uma única transação (a partir de 1º.01.2023);

- (x) CPC 36 / IFRS 10 e CPC 18 / IAS 28: alterações relacionadas a venda ou contribuição de ativos entre um investidor e sua coligada ou joint venture (sem data de vigência definida).

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

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e bancos conta movimento	18.187	26.663	81.117	69.892
Aplicações financeiras de liquidez imediata	1.104.288	736.838	1.848.741	1.439.848
	1.122.475	763.501	1.929.858	1.509.740

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

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 94,0% e 99,3% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 7 a 48 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	58.386	63.392	276.429	229.009
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	82% a 99% do CDI	37.142	47.223	59.354	60.471
Letras do Tesouro Nacional - LTN	10,92% a.a.	-	-	14.571	-
		95.528	110.615	350.354	289.480
	Circulante	-	-	14.571	-
	Não circulante	95.528	110.615	335.783	289.480

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

7 Clientes

Controladora	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2021	Saldo 31.12.2020
Consumidores					
Consumidores livres	20.428	1.428	9	21.865	67.470
Outros créditos	-	-	27	27	263
	20.428	1.428	36	21.892	67.733
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contratos bilaterais	135.047	-	-	135.047	92.699
Contratos regulados	128.949	26	5.313	134.288	132.889
CCEE (7.1)	-	-	119.665	119.665	119.665
	263.996	26	124.978	389.000	345.253
Encargos de uso da rede elétrica	87.342	1	5.635	92.978	77.779
(-) Perdas de créditos esperadas (7.2)	(240)	(1)	(125.035)	(125.276)	(126.023)
	371.526	1.454	5.614	378.594	364.742

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2021	Saldo 31.12.2020
Consumidores					
Consumidores livres	20.428	1.428	9	21.865	67.470
Outros créditos	-	-	27	27	263
	20.428	1.428	36	21.892	67.733
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contratos bilaterais	213.768	-	-	213.768	157.739
Contratos regulados	204.201	814	5.326	210.341	170.865
CCEE (7.1)	205.850	-	119.665	325.515	499.152
	623.819	814	124.991	749.624	827.756
Encargos de uso da rede elétrica	92.055	19	5.731	97.805	84.589
(-) Perdas de créditos esperadas (7.2)	(242)	(1)	(125.072)	(125.315)	(126.636)
	736.060	2.260	5.686	744.006	853.442

7.1 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

Do total apresentado, R\$ 119.665 se referem à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor do saldo a receber, conforme demonstrado na NE nº 7.2.

A Copel GeT protocolou pedido administrativo do excludente de responsabilidade na Aneel, que foi negado,

e subsequentemente, em 18.12.2017, impetrou ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da agência. Em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu a antecipação de tutela recursal requerida no Agravo de Instrumento para conceder a liminar para suspender a exigência de quaisquer ônus ou imputação de penalidade à Copel em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma original do Contrato de Concessão, até o julgamento definitivo. A ação principal aguarda seu julgamento de mérito.

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

7.2 Perdas de créditos esperadas

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2021
Consumidores							
Industrial	96	(9)	-	87	(75)	-	12
	96	(9)	-	87	(75)	-	12
Concessionárias e permissionárias							
CCEE (7.1)	119.665	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	6.107	164	-	6.271	739	(1.411)	5.599
	125.772	164	-	125.936	739	(1.411)	125.264
	125.868	155	-	126.023	664	(1.411)	125.276

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2021
Consumidores							
Industrial	96	(9)	-	87	(75)	-	12
	96	(9)	-	87	(75)	-	12
Concessionárias e permissionárias							
CCEE (7.1)	119.665	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	6.661	222	1	6.884	617	(1.863)	5.638
	126.326	222	1	126.549	617	(1.863)	125.303
	126.422	213	1	126.636	542	(1.863)	125.315

8 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Controladora e Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (8.1)	730.851	671.204
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (8.2)	102.220	81.202
	833.071	752.406
	Circulante	5.121
	Não circulante	827.950
		4.515
		747.891

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

Em 1º.01.2020	647.984
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(71.087)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	94.307
Em 31.12.2020	671.204
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(74.835)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	134.482
Em 31.12.2021	730.851

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

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

8.2 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2020	69.182
Remuneração	1.518
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 31.4)	10.502
Em 31.12.2020	81.202
Remuneração	18.414
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 31.4)	2.604
Em 31.12.2021	102.220

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

Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

A Copel GeT manifestou tempestivamente à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos àquela agência reguladora ocorreu em 17.12.2015.

9 Ativos de contrato

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Contratos de concessão de transmissão	3.177.338	2.591.049	3.632.386	3.007.234
Contratos de concessão de transmissão - RBSE	1.427.652	1.343.348	1.427.652	1.343.348
	4.604.990	3.934.397	5.060.038	4.350.582
Circulante	135.723	274.863	148.488	285.682
Não circulante	4.469.267	3.659.534	4.911.550	4.064.900

9.1 Mutação dos ativos de contrato

	Controladora			Consolidado		
	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2020	2.215.314	1.317.706	3.533.020	2.601.929	1.317.706	3.919.635
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	-	-	-	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(284.627)	(266.027)	(550.654)	(312.120)	(266.027)	(578.147)
Transferências para o imobilizado	(613)	-	(613)	(613)	-	(613)
Transferência de litígios	-	-	-	(576)	-	(576)
Remuneração	438.968	291.669	730.637	489.438	291.669	781.107
Receita de construção	249.927	-	249.927	255.578	-	255.578
Margem de construção	4.124	-	4.124	4.217	-	4.217
Ganho por eficiência (9.1.1)	(8.357)	-	(8.357)	(7.654)	-	(7.654)
Baixas	(23.687)	-	(23.687)	(23.687)	-	(23.687)
Em 31.12.2020	2.591.049	1.343.348	3.934.397	3.007.234	1.343.348	4.350.582
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	-	-	-	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(285.781)	(250.520)	(536.301)	(343.767)	(250.520)	(594.287)
Transferências para o imobilizado	(1.483)	-	(1.483)	(1.483)	-	(1.483)
Transferência de litígios	-	-	-	3.376	-	3.376
Remuneração	560.492	242.872	803.364	649.775	242.872	892.647
Receita de construção	184.266	-	184.266	187.733	-	187.733
Margem de construção	3.040	-	3.040	3.097	-	3.097
Ganho por eficiência (9.1.1)	125.755	91.952	217.707	125.699	91.952	217.651
Em 31.12.2021	3.177.338	1.427.652	4.604.990	3.632.386	1.427.652	5.060.038
Circulante			135.723			148.488
Não circulante			4.469.267			4.911.550

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

Na construção e operação da infraestrutura de transmissão, esperam-se possíveis impactos positivos ou negativos em função de atrasos e custos adicionais por questões ambientais, variação dos custos, principalmente com cabos e estruturas quando indexados à moeda estrangeira, custos adicionais de servidão e negociações fundiárias, eventuais imprevistos de terraplanagem, antecipação de prazos de operação comercial e revisão/reajuste da RAP conforme as regras regulatórias e as cláusulas contratuais. Alterações no projeto original que afetem sua lucratividade são reconhecidas diretamente no resultado quando incorrido, exceto a parte da RAP relacionada a performance de operação e manutenção dos ativos que é reconhecida a medida em que os serviços são executados.

Durante o ano de 2021 houve um ganho estimado por eficiência no montante de R\$ 217.651, assim seguem descritos os principais impactos:

- Ganho de R\$ 91.952 decorrente do reperfilamento dos ativos RBSE;

- Ganho de R\$ 52.277 pela Revisão Tarifária Periódica dos contratos 010/2010 (LT Araraquara – Taubaté), 015/2010 (Cerquilha) e 006/2016 (LT Blumenau – Curitiba Leste);
- Ganho de R\$ 24.804 pelo êxito no pleito parcial da Copel GeT sobre o excludente de responsabilidade referente ao empreendimento Aratau, na qual foi decidido pela extensão de 878 dias do término do contrato de concessão; e
- Ganhos de eficiência na construção de reforços e melhoria no valor de R\$ 48.618 devido o custo de construção ter sido menor que o previsto.

9.1.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	31.12.2021		31.12.2020	
	Ativo concessões	Ativo RBSE	Ativo concessões	Ativo RBSE
Margem de construção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A	1,65%	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,56% a.a.	9,54% a.a.	9,58% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	456.499	192.288	415.455	279.406

(a) Taxa média dos contratos

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

10 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Serviços em curso (a)	110.892	92.639	112.365	96.307
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	33.107	28.657	33.107	28.657
Alienações e desativações em curso	16.702	12.241	20.305	15.736
Adiantamento a fornecedores (b)	8.129	30.122	14.342	36.278
Adiantamento a empregados	6.829	6.197	6.839	6.198
Serviços prestados a terceiros	15.112	20.261	5.300	6.617
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 34.2.3 - a)	2.907	23.308	2.907	23.308
Adiantamento para indenizações imobiliárias	13	4.373	13	4.373
Outros créditos	25.377	7.385	36.817	17.612
	219.068	225.183	231.995	235.086
Circulante	128.346	160.528	140.734	170.092
Não circulante	90.722	64.655	91.261	64.994

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

11 Tributos

11.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	
	1º.01.2020	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2020	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2021	
Ativo não circulante								
<i>Impairment</i>	354.429	(45.146)	-	309.283	(6.456)	-	302.827	
Benefícios pós-emprego	105.798	2.246	38.618	146.662	5.349	(21.104)	130.907	
Provisões para litígios	134.554	13.330	-	147.884	(6.806)	-	141.078	
Perdas de créditos esperadas	46.823	(3.145)	-	43.678	(522)	-	43.156	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	11.625	26.717	-	38.342	(8.604)	-	29.738	
Amortização do direito de concessão	37.900	4.839	-	42.739	4.839	-	47.578	
Provisão para P&D	20.429	(6.815)	-	13.614	(9.299)	-	4.315	
Provisão para compra de energia	18.039	-	-	18.039	-	-	18.039	
Outros	50.991	(3.479)	-	47.512	5.841	-	53.353	
	780.588	(11.453)	38.618	807.753	(15.658)	(21.104)	770.991	
(-) Passivo não circulante								
Contratos de concessão	531.705	162.269	-	693.974	253.200	-	947.174	
Custo atribuído ao imobilizado	381.210	(30.718)	-	350.492	375.161	-	725.653	
Depreciação acelerada	50.321	25.633	-	75.954	26.369	-	102.323	
Atualização de depósitos judiciais	11.605	968	-	12.573	(352)	-	12.221	
Outros	29.756	5.083	-	34.839	(5.479)	-	29.360	
	1.004.597	163.235	-	1.167.832	648.899	-	1.816.731	
Líquido	(224.009)	(174.688)	38.618	(360.079)	(664.557)	(21.104)	(1.045.740)	
Consolidado								
	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Outros (a)	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2020	no resultado	no resultado abrangente	31.12.2020	no resultado		no resultado abrangente	31.12.2021
Ativo não circulante								
<i>Impairment</i>	354.429	(45.146)	-	309.283	(6.456)	-	-	302.827
Provisões para litígios	143.869	11.952	-	155.821	(8.634)	-	-	147.187
Benefícios pós-emprego	105.798	2.246	38.618	146.662	5.349	-	(21.104)	130.907
Perdas de créditos esperadas	46.823	(3.145)	-	43.678	(522)	-	-	43.156
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	32.874	1.394	-	34.268	13.889	-	-	48.157
Amortização do direito de concessão	37.900	4.839	-	42.739	4.839	-	-	47.578
Provisões por desempenho e participação nos lucros	11.769	26.717	-	38.486	(8.604)	-	-	29.882
Provisão para compra de energia	18.039	-	-	18.039	-	-	-	18.039
Provisão para P&D	20.429	(6.815)	-	13.614	(8.629)	-	-	4.985
Outros	50.847	(3.479)	-	47.368	6.014	-	-	53.382
	822.777	(11.437)	38.618	849.958	(2.754)	-	(21.104)	826.100
(-) Passivo não circulante								
Contratos de concessão	540.260	163.523	-	703.783	767.370	94.221	-	1.565.374
Custo atribuído ao imobilizado	381.210	(30.718)	-	350.492	(23.994)	-	-	326.498
Depreciação acelerada	50.322	25.633	-	75.955	26.369	-	-	102.324
Atualização de depósitos judiciais	11.605	968	-	12.573	(352)	-	-	12.221
Outros	42.752	6.321	-	49.073	(16.013)	-	-	33.060
	1.026.149	165.727	-	1.191.876	753.380	94.221	-	2.039.477
Líquido	(203.372)	(177.164)	38.618	(341.918)	(756.134)	(94.221)	(21.104)	(1.213.377)
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	32.873			34.267				48.156
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(236.245)			(376.185)				(1.261.533)

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

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes está baseada no período de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros. Estas projeções foram apreciadas pelo Conselho Fiscal e aprovadas pelo Conselho de Administração em 29.03.2022.

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

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

- Benefícios pós-emprego: serão realizados conforme os pagamentos sejam efetuados à Fundação Copel ou revertidos conforme novas estimativas atuariais;
- Provisões para litígios: realizados conforme ocorram as decisões judiciais ou pela reversão quando da possível revisão do risco das ações;
- Provisão para redução ao valor recuperável de ativos: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;
- Provisões para compra de energia e encargos de uso: realizados quando da efetiva obrigação dos valores provisionados ou pela reversão da provisão;
- Provisões para P&D e PEE: realizados pelos gastos incorridos nos projetos realizados;
- Custo atribuído do imobilizado: realizados a medida em que ocorra a amortização e/ou depreciação do ativo valorado;
- Contrato de concessão: realizados no decorrer do prazo do contrato;
- Prejuízo fiscal e a base negativa de contribuição social: recuperados pela compensação com lucros tributários futuros;
- Demais valores: realizados quando atenderem os critérios de dedutibilidade previsto na legislação fiscal, ou por eventual reversão dos valores registrados.

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

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2022	90.977	(109.386)	112.019	(150.701)
2023	33.873	(203.446)	34.207	(242.827)
2024	31.839	(191.836)	31.839	(230.802)
2025	27.528	(178.959)	27.528	(179.832)
2026	27.917	(154.835)	35.087	(155.708)
2027 a 2029	58.600	(377.743)	77.371	(380.359)
2030 a 2031	500.257	(600.526)	508.049	(699.248)
	770.991	(1.816.731)	826.100	(2.039.477)

11.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2021, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 66.936 (R\$ 131.655 em 31.12.2020) por não haver, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

11.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	15.569	23.753	16.448	24.188
PIS/Pasep e Cofins a compensar	691	268	956	430
Outros tributos a compensar	1.054	1.254	1.119	1.261
	17.314	25.275	18.523	25.879
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	28.864	9.760	29.640	10.653
PIS/Pasep e Cofins	45.855	48.585	45.855	48.585
Outros tributos a compensar	436	321	631	449
	75.155	58.666	76.126	59.687
Passivo circulante				
ICMS a recolher	395	1.677	408	1.724
PIS/Pasep e Cofins a recolher	10.890	19.609	18.663	26.809
Outros tributos	25.037	26.056	26.579	30.084
	36.322	47.342	45.650	58.617
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	49.947	47.125	49.947	47.125
Outros tributos	-	-	5.175	4.602
	49.947	47.125	55.122	51.727

11.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Lucro antes do IRPJ e CSLL	3.396.343	2.084.010	3.791.095	2.121.925
IRPJ e CSLL (34%)	(1.154.757)	(708.563)	(1.288.972)	(721.455)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	362.688	210.801	121.166	63.402
Juros sobre o capital próprio	81.600	55.080	81.600	55.080
Despesas indedutíveis	(851)	(1.236)	(5.536)	(1.236)
Incentivos fiscais	2.861	9.461	7.110	9.461
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(29.002)	(39.437)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	85.723	-
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	49.638	121.241
Outros	24	23	7.277	10.361
IRPJ e CSLL correntes	(43.878)	(259.746)	(214.862)	(325.419)
IRPJ e CSLL diferidos	(664.557)	(174.688)	(756.134)	(177.164)
Alíquota efetiva - %	20,9%	20,8%	25,6%	23,7%

12 Despesas Antecipadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Prêmios de seguros	10.443	8.965	14.104	12.560
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	997	433	997	433
Outros	-	1	-	1
	11.440	9.399	15.101	12.994

13 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Ativo circulante				
Controlador (13.1)				
Companhia Paranaense de Energia - Copel	1.987	511	1.987	511
Controladas (13.1)				
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	49	40	-	-
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	77	63	-	-
Uirapuru	51	45	-	-
FDA Energia	1.297	2.277	-	-
Bela Vista	86	76	-	-
Eólicas	2.791	2.419	-	-
Entidade sob controle em comum (13.1)				
Copel Distribuição S.A.	8.441	6.738	8.439	6.738
Copel Serviços S.A.	10	8	10	8
Copel Telecomunicações S.A.	-	27	-	27
Copel Comercialização S.A.	94	75	94	75
	14.883	12.279	10.530	7.359
Ativo não circulante				
Controlador (13.1)				
Companhia Paranaense de Energia - Copel	-	-	200	-
Passivo circulante				
Controlador (13.1)				
Companhia Paranaense de Energia - Copel	1.963	2.519	2.204	2.826
Controladas				
UEG Araucária - mútuo 13.2	-	-	-	33.575
FDA - mútuo 13.3	170.212	-	-	-
Eólicas - mútuo 13.4	256.175	-	-	-
Entidade sob controle em comum (13.1)				
Copel Distribuição S.A.	4.017	4.243	5.267	5.560
	432.367	6.762	7.471	41.961

13.1 Compartilhamento de estruturas

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

13.2 UEGA - Contrato de Mútuo

Em 20.02.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Companhia Paranaense de Energia - Copel e UEG Araucária Ltda - UEGA (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 119% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O valor da despesa financeira no exercício de 2021 foi R\$ 67 (R\$ 530 em 2020). Em 29.04.2021 o mútuo foi quitado.

13.3 FDA Geração de Energia Elétrica S.A. - Contrato de Mútuo

Em 19.04.2021, foi assinado contrato de mútuo entre a FDA Geração de Energia Elétrica S.A (mutuante) e Copel Geração e Transmissão S.A. (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 119% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa e vigência até 31.12.2021. Em 23.12.2021, foi assinado o primeiro termo aditivo ao contrato de mútuo, prorrogando a vigência do contrato por mais 15 meses, com vigência até 31.03.2023. O valor da despesa financeira no exercício de 2021 foi de R\$ 7.277.

13.4 Complexos Eólicos - Contrato de Mútuo

Em 19.04.2021, foi assinado contrato de mútuo entre as empresas dos Complexos Eólicos (mutuante) e Copel Geração e Transmissão S.A. (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 100% do CDI acrescidos de 2% a.a, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa e vigência até 31.08.2022. O valor da despesa financeira no exercício de 2021 foi de R\$ 8.938.

14 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais (14.1)	50.498	50.001	55.534	54.928
Trabalhistas	21.244	16.199	21.307	16.251
Cíveis				
Cíveis	2.220	3.862	2.741	4.344
Servidões de passagem	4.233	2.640	4.255	2.663
	6.453	6.502	6.996	7.007
Outros	3	9	3	9
	78.198	72.711	83.840	78.195

14.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 49.719 em 31.12.2021 (R\$ 47.018 em 31.12.2020) refere-se ao questionamento judicial da incidência da contribuição previdenciária (INSS a recolher) sobre determinadas verbas salariais. O passivo está registrado em Outras Obrigações Fiscais, conforme NE nº 11.2.

15 Investimentos

15.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Combinação de negócios (NE nº 1.2)	Saldo em 31.12.2021
Controladas							
UEGA	145.069	205.895	-	-	(21.752)	-	329.212
Bela Vista	208.911	(3.124)	14.865	-	-	-	220.652
São Bento	206.794	28.550	-	-	(6.780)	-	228.564
São Bento - direito de autorização	71.858	-	-	(2.828)	-	-	69.030
Cutia	1.235.699	(23.380)	-	-	-	-	1.212.319
Cutia - direito de autorização	7.996	-	-	(355)	-	-	7.641
Nova Asa Branca I	57.926	3.594	-	-	(854)	-	60.666
Nova Asa Branca I - direito de autorização	45.289	-	-	(1.792)	-	-	43.497
Nova Asa Branca II	58.129	6.787	-	-	(1.612)	-	63.304
Nova Asa Branca II - direito de autorização	45.734	-	-	(1.801)	-	-	43.933
Nova Asa Branca III	84.259	4.454	-	-	(1.058)	-	87.655
Nova Asa Branca III - direito de autorização	44.085	-	-	(1.741)	-	-	42.344
Nova Eurus IV	61.088	8.370	-	-	(1.988)	-	67.470
Nova Eurus IV - direito de autorização	46.687	-	-	(1.844)	-	-	44.843
Santa Maria	74.569	6.240	-	-	(1.482)	-	79.327
Santa Maria - direito de autorização	24.206	-	-	(916)	-	-	23.290
Santa Helena	77.057	3.933	-	-	(935)	-	80.055
Santa Helena - direito de autorização	26.069	-	-	(992)	-	-	25.077
Ventos de Santo Uriel	29.568	548	-	-	(130)	-	29.986
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	12.259	-	-	(465)	-	-	11.794
Costa Oeste	90.802	18.510	-	-	(4.396)	-	104.916
Costa Oeste - mais valia	906	629	-	-	-	-	1.535
Costa Oeste - direito de concessão	2.743	-	-	(132)	-	-	2.611
Marumbi	140.381	28.075	-	-	(6.666)	-	161.790
Marumbi - menos valia	(5.331)	589	-	-	-	-	(4.742)
Marumbi - direito de concessão	1.694	-	-	(81)	-	-	1.613
Uirapuru	161.780	37.009	-	-	(23.562)	-	175.227
Uirapuru - menos valia	(17.336)	2.802	-	-	-	-	(14.534)
Uirapuru - direito de concessão	18.103	-	-	(1.285)	-	-	16.818
FDA Geração de Energia	605.486	361.256	-	-	(265.620)	-	701.122
Jandaíra I	11.374	(755)	48.056	-	-	-	58.675
Jandaíra II	11.542	(1.046)	29.610	-	-	-	40.106
Jandaíra III	13.264	(826)	33.631	-	-	-	46.069
Jandaíra IV	13.287	(847)	36.518	-	-	-	48.958
Brownfield	-	878	-	-	(2.930)	58.671	56.619
Brownfield - mais valia	-	-	-	-	-	44.601	44.601
Brownfield - ágio técnico	-	-	-	-	-	22.976	22.976
Ventos de Serra do Mel	-	1.940	-	-	(5.856)	129.590	125.674
Ventos de Serra do Mel - mais valia	-	-	-	-	-	98.552	98.552
Ventos de Serra do Mel - ágio técnico	-	-	-	-	-	50.769	50.769
Potiguar B61	-	2.271	-	-	(3.494)	132.304	131.081
Potiguar B61 - mais valia	-	-	-	-	-	39.746	39.746
Potiguar B61 - ágio técnico	-	-	-	-	-	20.475	20.475
	3.611.947	692.352	162.680	(14.232)	(349.115)	597.684	4.701.316
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)							
Caiuá	95.362	13.765	-	-	(2.150)	-	106.977
Integração Maranhense	148.583	20.255	-	-	(2.273)	-	166.565
Matrinchã	734.505	96.614	-	-	(19.346)	-	811.773
Guaraciaba	361.170	57.363	-	-	(10.918)	-	407.615
Paranaíba	203.681	35.113	-	-	(11.870)	-	226.924
Mata de Santa Genebra	661.430	63.174	-	-	(13.614)	-	710.990
Cantareira	359.685	53.492	30.870	-	(6.718)	-	437.329
	2.564.416	339.776	30.870	-	(66.889)	-	2.868.173
Coligadas (15.4)							
Foz do chopim	9.986	16.596	-	-	(7.481)	-	19.101
	9.986	16.596	-	-	(7.481)	-	19.101
	6.186.349	1.048.724	193.550	(14.232)	(423.485)	597.684	7.588.590

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros	Saldo em 31.12.2020
Controladas							
UEGA	192.285	(47.091)	-	-	-	-	145.069
Bela Vista	67.903	(250)	126.467	-	-	14.791	208.911
São Bento	196.797	13.110	-	-	(3.113)	-	206.794
São Bento - direito de autorização	74.687	-	-	(2.829)	-	-	71.858
Cutia	1.213.016	22.683	-	-	-	-	1.235.699
Cutia - direito de autorização	8.352	-	-	(356)	-	-	7.996
Nova Asa Branca I	56.120	2.368	-	-	(562)	-	57.926
Nova Asa Branca I - direito de autorização	47.081	-	-	(1.792)	-	-	45.289
Nova Asa Branca II	54.446	4.829	-	-	(1.146)	-	58.129
Nova Asa Branca II - direito de autorização	47.535	-	-	(1.801)	-	-	45.734
Nova Asa Branca III	83.126	1.486	-	-	(353)	-	84.259
Nova Asa Branca III - direito de autorização	45.826	-	-	(1.741)	-	-	44.085
Nova Eurus IV	57.070	5.269	-	-	(1.251)	-	61.088
Nova Eurus IV - direito de autorização	48.531	-	-	(1.844)	-	-	46.687
Santa Maria	73.651	1.204	-	-	(286)	-	74.569
Santa Maria - direito de autorização	25.122	-	-	(916)	-	-	24.206
Santa Helena	77.033	31	-	-	(7)	-	77.057
Santa Helena - direito de autorização	27.061	-	-	(992)	-	-	26.069
Ventos de Santo Uriel	29.803	(235)	-	-	-	-	29.568
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	12.724	-	-	(465)	-	-	12.259
Costa Oeste	78.720	15.846	-	-	(3.764)	-	90.802
Costa Oeste - mais valia	797	109	-	-	-	-	906
Costa Oeste - direito de concessão	2.875	-	-	(132)	-	-	2.743
Marumbi	128.174	16.010	-	-	(3.803)	-	140.381
Marumbi - menos valia	(5.427)	96	-	-	-	-	(5.331)
Marumbi - direito de concessão	1.774	-	-	(80)	-	-	1.694
Uirapuru	137.804	42.756	-	-	(18.780)	-	161.780
Uirapuru - menos valia	(20.283)	2.947	-	-	-	-	(17.336)
Uirapuru - direito de concessão	19.388	-	-	(1.285)	-	-	18.103
FDA Geração de Energia	1	323.095	3.145	-	(127.117)	406.362	605.486
Jandaíra I	1	(388)	11.761	-	-	-	11.374
Jandaíra II	1	(347)	11.888	-	-	-	11.542
Jandaíra III	1	(204)	13.467	-	-	-	13.264
Jandaíra IV	1	(204)	13.490	-	-	-	13.287
	2.781.996	403.120	180.218	(14.233)	(160.182)	421.153	3.611.947
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)							
Caiuá	78.312	(8.964)	26.014	-	-	-	95.362
Integração Maranhense	138.717	13.672	-	-	(3.806)	-	148.583
Matrinchã	711.528	25.644	-	-	(2.667)	-	734.505
Guaraciaba	337.077	25.528	-	-	(1.435)	-	361.170
Paranaíba	173.973	29.708	-	-	-	-	203.681
Mata de Santa Genebra	573.357	48.594	39.479	-	-	-	661.430
Cantareira	338.267	42.666	-	-	(21.248)	-	359.685
	2.351.231	176.848	65.493	-	(29.156)	-	2.564.416
Coligadas							
Foz do chopim	12.175	9.629	-	-	(11.818)	-	9.986
	12.175	9.629	-	-	(11.818)	-	9.986
	5.145.402	589.597	245.711	(14.233)	(201.156)	421.153	6.186.349

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.12.2021
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)					
Caiuá	95.362	13.765	-	(2.150)	106.977
Integração Maranhense	148.583	20.255	-	(2.273)	166.565
Matrinchã	734.505	96.614	-	(19.346)	811.773
Guaraciaba	361.170	57.363	-	(10.918)	407.615
Paranaíba	203.681	35.113	-	(11.870)	226.924
Mata de Santa Genebra	661.430	63.174	-	(13.614)	710.990
Cantareira	359.685	53.492	30.870	(6.718)	437.329
	2.564.416	339.776	30.870	(66.889)	2.868.173
Coligadas (15.4)					
Foz do chopim	9.986	16.596	-	(7.481)	19.101
	9.986	16.596	-	(7.481)	19.101
	2.574.402	356.372	30.870	(74.370)	2.887.274

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JSCP	Impairment	Saldo em 31.12.2020
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)						
Caiuá	78.312	(8.964)	26.014	-	-	95.362
Integração Maranhense	138.717	13.672	-	(3.806)	-	148.583
Matrinchã	711.528	25.644	-	(2.667)	-	734.505
Guaraciaba	337.077	25.528	-	(1.435)	-	361.170
Paranaíba	173.973	29.708	-	-	-	203.681
Mata de Santa Genebra	573.357	48.594	39.479	-	-	661.430
Cantareira	338.267	42.666	-	(21.248)	-	359.685
	2.351.231	176.848	65.493	(29.156)	-	2.564.416
Coligadas						
Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A.	7.969	-	-	-	(7.969)	-
Foz do chopim	12.175	9.629	-	(11.818)	-	9.986
	20.144	9.629	-	(11.818)	(7.969)	9.986
	2.371.375	186.477	65.493	(40.974)	(7.969)	

15.2 Controladas com participação de não controladores

15.2.1 Informações financeiras resumidas

UEG Araucária	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO	776.201	554.079
Ativo circulante	515.430	392.775
Ativo não circulante	260.771	161.304
PASSIVO	776.201	554.079
Passivo circulante	221.853	309.265
Passivo não circulante	13.771	6.603
Patrimônio líquido	540.577	238.211
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	2.250.577	589.909
Custos e despesas operacionais	(1.879.198)	(647.516)
Resultado financeiro	8.952	203
Tributos	(42.248)	(19.920)
Lucro líquido do exercício	338.083	(77.324)
Outros resultados abrangentes	-	(205)
Resultado abrangente do exercício	338.083	(77.529)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA		
Fluxo de caixa das atividades operacionais	312.676	23.491
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(14.579)	1.317
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(64.331)	32.879
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	233.766	57.687
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	64.806	7.119
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	298.572	64.806
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	233.766	57.687

15.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	UEG Araucária: 39,1%
Em 1º.01.2020	123.454
Prejuízo do exercício	(30.234)
Outros resultados abrangentes	(80)
Em 31.12.2020	93.140
Lucro líquido do exercício	132.191
Dividendos	(13.968)
Em 31.12.2021	211.363

15.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2021							
ATIVO	284.870	515.495	2.610.094	1.413.231	1.829.340	3.203.892	1.715.776
Ativo circulante	30.304	65.219	367.428	194.283	193.190	681.494	196.424
Caixa e equivalentes de caixa	6.117	16.501	96.346	70.543	32.665	387.027	52.354
Outros ativos circulantes	24.187	48.718	271.082	123.740	160.525	294.467	144.070
Ativo não circulante	254.566	450.276	2.242.666	1.218.948	1.636.150	2.522.398	1.519.352
PASSIVO	284.870	515.495	2.610.094	1.413.231	1.829.340	3.203.892	1.715.776
Passivo circulante	14.562	53.132	126.211	101.042	85.964	123.884	78.982
Passivos financeiros	7.386	13.169	91.811	34.529	51.453	45.898	52.397
Outros passivos circulantes	7.176	39.963	34.400	66.513	34.511	77.986	26.585
Passivo não circulante	51.986	122.438	827.205	480.320	817.159	1.660.867	744.285
Passivos financeiros	35.606	52.653	685.525	428.314	522.289	1.630.306	456.180
Outros passivos não circulantes	16.380	69.785	141.680	52.006	294.870	30.561	288.105
Patrimônio líquido	218.322	339.925	1.656.678	831.869	926.217	1.419.141	892.509
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO							
Receita operacional líquida	43.128	71.868	396.622	229.117	285.483	426.573	233.888
Custos e despesas operacionais	(5.609)	(10.508)	(24.341)	(7.185)	(17.537)	(72.970)	(24.727)
Resultado financeiro	(2.348)	(3.954)	(83.280)	(44.131)	(62.138)	(162.110)	(43.794)
Provisão para IR e CSLL	(7.078)	(16.072)	(91.830)	(60.617)	(62.638)	(65.399)	(56.201)
Lucro líquido do período	28.093	41.334	197.171	117.184	143.170	126.094	109.166
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	28.093	41.334	197.171	117.184	143.170	126.094	109.166
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	106.977	166.565	811.773	407.615	226.924	710.990	437.329

	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2020							
ATIVO	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Ativo circulante	31.048	59.709	261.168	165.063	179.229	340.382	165.816
Caixa e equivalentes de caixa	6.871	12.696	46.198	25.565	20.820	61.171	34.435
Outros ativos circulantes	24.177	47.013	214.970	139.498	158.409	279.211	131.381
Ativo não circulante	236.377	416.025	2.095.860	1.104.315	1.508.384	2.372.355	1.401.761
PASSIVO	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Passivo circulante	18.995	51.926	192.512	86.163	78.981	158.350	63.206
Passivos financeiros	7.392	13.180	80.141	28.741	62.143	104.308	41.314
Outros passivos circulantes	11.603	38.746	112.371	57.422	16.838	54.042	21.892
Passivo não circulante	53.816	120.579	665.528	446.133	777.279	1.234.165	770.317
Passivos financeiros	42.864	65.624	612.413	446.801	545.200	1.215.988	489.784
Outros passivos não circulantes	10.952	54.955	53.115	(668)	232.079	18.177	280.533
Patrimônio líquido	194.614	303.229	1.498.988	737.082	831.353	1.320.222	734.054
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO							
Receita operacional líquida	17.927	31.418	328.171	109.978	478.147	364.070	196.039
Custos e despesas operacionais	(34.584)	11.706	(160.795)	(8.317)	(18.801)	(125.569)	(23.533)
Resultado financeiro	(3.389)	(5.229)	(71.164)	(38.883)	(48.184)	(91.947)	(40.630)
Provisão para IR e CSLL	1.752	(9.991)	(30.178)	(22.084)	(125.646)	(49.560)	(44.805)
Lucro (prejuízo) do período	(18.294)	27.904	66.034	40.694	285.516	96.994	87.071
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(18.294)	27.904	66.034	40.694	285.516	96.994	87.071
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	95.362	148.583	734.505	361.170	203.681	661.430	359.685

Em 31.12.2021, a participação da Copel GeT nos passivos contingentes dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 249.418 (R\$ 225.908 em 31.12.2020), sendo que do montante, o valor de R\$ 187.243 (R\$ 187.183 em 31.12.2020) se refere a Mata de Santa Genebra.

15.4 Informações resumidas das principais coligadas

Foz do Chopim	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO	55.900	62.635
Ativo circulante	13.308	33.378
Ativo não circulante	42.592	29.257
PASSIVO	55.900	62.635
Passivo circulante	2.495	34.723
Patrimônio líquido	53.405	27.912
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	60.943	55.740
Custos e despesas operacionais	(10.775)	(21.260)
Resultado financeiro	(1.703)	(5.527)
Provisão para IR e CSLL	(2.060)	(2.035)
Lucro líquido do período	46.405	26.918
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	46.405	26.918
Participação na coligada - %	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	19.101	9.986

Em 31.12.2021, não há passivos contingentes na coligada, Foz do Chopim.

16 Imobilizado

16.1 Imobilizado por classe de ativos

Controladora	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2021	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2020
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	5.425.792	(2.293.931)	3.131.861	5.422.414	(2.152.914)	3.269.500
Máquinas e equipamentos	2.948.900	(1.373.447)	1.575.453	2.917.702	(1.278.351)	1.639.351
Edificações	1.202.504	(434.709)	767.795	1.208.089	(407.789)	800.300
Terrenos	437.607	(43.397)	394.210	437.576	(34.230)	403.346
Veículos e aeronaves	33.763	(32.656)	1.107	40.120	(38.257)	1.863
Móveis e utensílios	10.350	(7.754)	2.596	8.788	(7.006)	1.782
(-) Impairment (16.4)	(710.510)	-	(710.510)	(786.745)	-	(786.745)
(-) Obrigações especiais	(538)	213	(325)	(77)	44	(33)
	9.347.868	(4.185.681)	5.162.187	9.247.867	(3.918.503)	5.329.364
Em curso						
Custo	389.630	-	389.630	350.737	-	350.737
(-) Impairment (16.4)	(187.382)	-	(187.382)	(120.308)	-	(120.308)
	202.248	-	202.248	230.429	-	230.429
	9.550.116	(4.185.681)	5.364.435	9.478.296	(3.918.503)	5.559.793

Consolidado	31.12.2021			31.12.2020		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	7.839.656	(4.625.737)	3.213.919	7.760.287	(4.459.060)	3.301.227
Máquinas e equipamentos	8.192.458	(2.733.222)	5.459.236	7.273.843	(2.420.867)	4.852.976
Edificações	1.928.882	(1.096.311)	832.571	1.898.468	(1.066.126)	832.342
Terrenos	488.149	(44.002)	444.147	470.043	(34.230)	435.813
Veículos e aeronaves	33.763	(32.656)	1.107	40.120	(38.257)	1.863
Móveis e utensílios	12.165	(9.029)	3.136	10.630	(8.234)	2.396
(-) Impairment (16.4)	(710.510)	-	(710.510)	(925.521)	-	(925.521)
(-) Obrigações especiais	(792)	290	(502)	(331)	80	(251)
	17.783.771	(8.540.667)	9.243.104	16.527.539	(8.026.694)	8.500.845
Em curso						
Custo	720.606	-	720.606	714.563	-	714.563
(-) Impairment (16.4)	(187.382)	-	(187.382)	(120.308)	-	(120.308)
	533.224	-	533.224	594.255	-	594.255
	18.316.995	(8.540.667)	9.776.328	17.121.794	(8.026.694)	9.095.100

16.2 Mutações do imobilizado

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe-rências	Saldo em 31.12.2021
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.269.500	-	(139.786)	2.147	-	3.131.861
Máquinas e equipamentos	1.639.351	-	(96.658)	(2.615)	35.375	1.575.453
Edificações	800.300	-	(33.052)	(501)	1.048	767.795
Terrenos	403.346	-	(9.167)	(763)	794	394.210
Veículos e aeronaves	1.863	-	(822)	(68)	134	1.107
Móveis e utensílios	1.782	-	(245)	(14)	1.073	2.596
(-) Impairment (16.4)	(786.745)	76.235	-	-	-	(710.510)
(-) Obrigações especiais	(33)	-	48	-	(340)	(325)
	5.329.364	76.235	(279.682)	(1.814)	38.084	5.162.187
Em curso						
Custo	350.737	68.215	-	-	(29.322)	389.630
(-) Impairment (16.4)	(120.308)	(67.074)	-	-	-	(187.382)
	230.429	1.141	-	-	(29.322)	202.248
	5.559.793	77.376	(279.682)	(1.814)	8.762	5.364.435

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe-rências	Transfe-rência (a)	Saldo em 31.12.2020
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.487.390	-	(150.859)	-	(281)	(66.750)	3.269.500
Máquinas e equipamentos	1.943.346	-	(98.832)	(943)	16.898	(221.118)	1.639.351
Edificações	847.796	-	(37.063)	-	587	(11.020)	800.300
Terrenos	428.115	-	(9.633)	-	67	(15.203)	403.346
Veículos e aeronaves	3.031	-	(1.151)	(123)	106	-	1.863
Móveis e utensílios	2.153	-	(225)	(14)	245	(377)	1.782
(-) Impairment (16.5)	(907.074)	120.329	-	-	-	-	(786.745)
(-) Obrigações especiais	(43)	-	10	-	-	-	(33)
	5.804.714	120.329	(297.753)	(1.080)	17.622	(314.468)	5.329.364
Em curso							
Custo	435.560	14.569	-	(3)	(31.364)	(68.025)	350.737
(-) Impairment (16.5)	(122.261)	1.953	-	-	-	-	(120.308)
	313.299	16.522	-	(3)	(31.364)	(68.025)	230.429
	6.118.013	136.851	(297.753)	(1.083)	(13.742)	(382.493)	5.559.793

(a) Transferências para a FDA conforme NE nº 15.1.1 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2020.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe-rências	Efeito da aquisição do Complexo Vilas (NE nº 1.2)	Saldo em 31.12.2021
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	3.301.227	-	(165.446)	2.147	75.991	-	3.213.919
Máquinas e equipamentos	4.852.976	-	(295.538)	(2.626)	149.867	754.557	5.459.236
Edificações	832.342	-	(36.665)	(501)	37.395	-	832.571
Terrenos	435.813	-	(9.771)	(763)	18.868	-	444.147
Veículos e aeronaves	1.863	-	(822)	(68)	134	-	1.107
Móveis e utensílios	2.396	-	(317)	(17)	1.074	-	3.136
(-) Impairment (16.4)	(925.521)	215.011	-	-	-	-	(710.510)
(-) Obrigações especiais	(251)	-	89	-	(340)	-	(502)
	8.500.845	215.011	(508.470)	(1.828)	282.989	754.557	9.243.104
Em curso							
Custo	714.563	318.748	-	(38.477)	(274.228)	-	720.606
(-) Impairment (16.4)	(120.308)	(67.074)	-	-	-	-	(187.382)
	594.255	251.674	-	(38.477)	(274.228)	-	533.224
	9.095.100	466.685	(508.470)	(40.305)	8.761	754.557	9.776.328

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe-rências	Saldo em 31.12.2020
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.487.391	-	(185.924)	-	(240)	3.301.227
Máquinas e equipamentos	5.059.036	-	(290.564)	(1.598)	86.102	4.852.976
Edificações	865.840	-	(40.640)	(83)	7.225	832.342
Terrenos	445.379	-	(9.633)	-	67	435.813
Veículos e aeronaves	3.031	-	(1.151)	(123)	106	1.863
Móveis e utensílios	2.464	-	(291)	(20)	243	2.396
(-) Impairment (16.5)	(961.177)	35.656	-	-	-	(925.521)
(-) Obrigações especiais	(43)	-	46	-	(254)	(251)
	8.901.921	35.656	(528.157)	(1.824)	93.249	8.500.845
Em curso						
Custo	611.358	199.117	-	(3.340)	(92.572)	714.563
(-) Impairment (16.5)	(122.261)	1.953	-	-	-	(120.308)
	489.097	201.070	-	(3.340)	(92.572)	594.255
	9.391.018	236.726	(528.157)	(5.164)	677	9.095.100

16.3 Operações em conjunto - consórcios

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

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2021	31.12.2020
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51,0			
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul				
Em serviço			859.926	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(263.792)	(235.454)
Em curso		20.527	24.827	
			616.661	649.290
UHE Baixo Iguaçu	30,0			
Em serviço			692.395	691.833
(-) Depreciação Acumulada		3,29	(64.519)	(41.803)
Em curso			56.027	50.114
			683.903	700.144
			1.300.564	1.349.434

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

Em 31.12.2021, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Controladora e Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.489.116	(259.065)	(639.529)	1.590.522
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	1.024.841	(109.524)	(243.484)	671.833
	3.528.836	(368.589)	(897.892)	2.262.355

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment* no período.

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Impairment	Saldo em 31.12.2020	Impairment / Reversão	Saldo em 31.12.2021
Em serviço					
UHE Colíder	(777.294)	94.101	(683.193)	43.664	(639.529)
Usinas no Paraná	(129.780)	26.228	(103.552)	32.571	(70.981)
	(907.074)	120.329	(786.745)	76.235	(710.510)
Em curso					
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)	(415)	(14.879)
Usinas no Paraná	(107.797)	1.953	(105.844)	(66.659)	(172.503)
	(122.261)	1.953	(120.308)	(67.074)	(187.382)
	(1.029.335)	122.282	(907.053)	9.161	(897.892)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Impairment / Reversão	Saldo em 31.12.2020	Impairment / Reversão	Saldo em 31.12.2021
Em serviço					
UHE Colíder	(777.294)	94.101	(683.193)	43.664	(639.529)
Complexo Eólico Cutia	(54.103)	54.103	-	-	-
UEGA	-	(138.777)	(138.777)	138.777	-
Usinas no Paraná	(129.780)	26.229	(103.551)	32.570	(70.981)
	(961.177)	35.656	(925.521)	215.011	(710.510)
Em curso					
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)	(415)	(14.879)
Usinas no Paraná	(107.797)	1.953	(105.844)	(66.659)	(172.503)
	(122.261)	1.953	(120.308)	(67.074)	(187.382)
	(1.083.438)	37.609	(1.045.829)	147.937	(897.892)

16.4.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2021, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos de 5,77% a.a. (em 2020, 5,70% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. A revisão na expectativa de venda da energia descontratada compensou aumento com custos operacionais e com encargos regulatórios, refletindo na reversão parcial do saldo de *impairment* reconhecido em períodos anteriores.

16.4.2 Usinas eólicas

Em dezembro de 2021, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração eólica considerou premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos de 7,65% a.a. (em 2020, 7,08% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos. Em particular, para o teste do Complexo Eólico Vilas, adquirido no final de 2021, foi adotada a taxa de desconto depois dos impostos de 5,46% a.a. em função do financiamento contratado antes da aquisição. Pelos cálculos dos complexos eólicos, foi verificado que estes ativos são recuperáveis e que, portanto, não há necessidade de reconhecer *impairment*.

16.4.3 UEG Araucária

Em dezembro de 2021, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, a alteração das premissas de despacho, a atualização do CVU e a taxa de desconto depois dos impostos de 7,69% a.a. (em 2020, 7,87% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita. Pela revisão das premissas, as perdas reconhecido em períodos anteriores foram integralmente revertidas tendo em vista, principalmente, o aumento da demanda da usina em consequência das condições hidrológicas desfavoráveis, associadas a política operativa do ONS para garantia de suprimento energético, inclusive pela recomposição dos reservatórios das usinas hidroelétricas, o que faz com que as premissas de despacho da UEGA ocorressem em um período maior do que o previsto nas projeções anteriores.

16.4.4 Usina Termelétrica de Figueira

Em dezembro de 2021, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos de 5,77% a.a. (em 2020, 5,70% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, a postergação da entrada em operação da usina para abril de 2022 (em 2020 considerava-se julho de 2021), alterações nos custos operacionais e no investimento restante, a revisão do contrato de carvão e a revisão do subsídio da CCEE para a usina. Pela revisão do conjunto de premissas foi reconhecida *impairment* adicional.

16.4.5 Demais usinas no Paraná

Em dezembro de 2021, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou as premissas e orçamentos da Companhia, a taxa de desconto depois dos impostos em 5,77% a.a. (em 2020, 5,70% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, e a revisão dos encargos regulatórios e dos custos operacionais que foram compensados pela revisão da expectativa de venda da energia descontratada. Pela revisão do conjunto de premissas, foi revertido parte do *impairment* reconhecido em períodos anteriores.

16.4.6 Unidades geradoras de caixa que não apresentam provisão para *impairment*

As usinas que não apresentam *impairment* tem valor recuperável superior ao seu valor contábil em 31.12.2021. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o Valor Recuperável (“VR”) excede o Valor Contábil (“VC”) dos ativos de geração e, ainda, demonstra a análise de sensibilidade aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto para avaliação do risco de *impairment* de cada usina.

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de Impairment
Ativos Eólicos					
Complexo Eólico São Bento (a)	7,65%	80,49%	75,81%	71,34%	-
Complexo Eólico Brisa I (b)	7,65%	71,34%	66,64%	62,15%	-
Complexo Eólico Brisa II (c)	7,65%	63,44%	58,25%	53,33%	-
Complexo EOL Bento Miguel (d)	7,65%	22,66%	18,74%	15,03%	-
Complexo Cutia (e)	7,65%	16,56%	13,14%	9,89%	-
Complexo Jandaíra (f)	7,65%	43,93%	36,66%	29,86%	-
Complexo Vilas (g)	5,46%	46,30%	41,61%	37,15%	-
Ativos Térmicos					
UEG Araucária	7,69%	43,69%	41,11%	38,60%	-
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,77%	56,43%	55,65%	54,88%	-
Segredo	5,77%	117,89%	114,23%	110,66%	-
Caxias	5,77%	101,02%	97,38%	93,84%	-
Guaricana	5,77%	27,39%	26,01%	24,66%	-
Chaminé	5,77%	51,69%	50,02%	48,37%	-
Apucarantina	5,77%	35,88%	34,46%	33,06%	-
Chopim I	5,77%	0,00%	25,08%	21,87%	-
Mauá	5,77%	92,51%	87,73%	83,13%	-
Marumbi	5,77%	30,74%	27,70%	24,78%	-
Cavernoso	5,77%	269,53%	261,06%	252,82%	-
Cavernoso II	5,77%	18,04%	14,95%	11,99%	-
Bela Vista	7,65%	40,42%	35,24%	30,37%	-

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

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

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

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

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

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

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

16.5 Empreendimentos em construção

16.5.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 224.673, o empreendimento, com 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios, foi construído no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná.

A participação no leilão A-6 realizado em 31.08.2018 vendeu 14,7 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 195,70/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2024, prazo de 30 anos e reajuste anual pelo IPCA.

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019, sendo que a entrada em operação comercial da primeira, segunda e terceira unidades geradoras ocorreu em 12.06.2021, 10.07.2021 e 15.08.2021, respectivamente. A entrada em operação comercial da quarta unidade está prevista para o primeiro semestre de 2022.

16.5.2 Complexo eólico Jandaíra

Com um investimento estimado em R\$ 411.610, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, está sendo construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte.

A participação no leilão de geração de energia nova A-6, realizado em 18.10.2019 vendeu 14,4 MW médios em contratos regulados ao preço original de R\$ 98,00/MWh. O contrato de venda de energia tem início de suprimento em 1º.01.2025, prazo de 20 anos e reajuste anual pelo IPCA.

Ao todo, serão instalados 26 aerogeradores divididos em quatro parques eólicos e serão construídos também, junto aos parques, uma subestação e uma linha de transmissão de 16 km para escoar a energia elétrica a ser gerada para o Sistema Interligado Nacional - SIN.

De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início na primeira semana de janeiro de 2021, sendo que a entrada em operação do empreendimento está prevista para ocorrer entre os meses de maio e julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.

16.6 **Taxas de depreciação**

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2021	31.12.2020
Geração		
Equipamento geral	6,25	6,26
Máquinas e equipamentos	3,68	3,39
Geradores	3,42	3,73
Reservatórios, barragens e adutoras	2,56	2,68
Turbina hidráulica	2,90	2,93
Turbinas a gás e a vapor	-	2,00
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	4,98	4,94
Edificações	3,15	-
Administração central		
Edificações	3,33	3,35
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,30	6,25
Veículos	14,29	14,29

Em 2021, a Administração da Companhia reavaliou a estimativa de vida útil dos ativos do segmento de geração principalmente pelos efeitos da repactuação do risco hidrológico - GSF (NE nº 1 - b). As alterações foram tratadas de forma prospectiva a partir de outubro de 2021 e acresceram a quota de depreciação deste exercício, juntamente com a amortização do ativo intangível reconhecido em 30.09.2021, em R\$ 50.880. Adicionalmente, acrescentarão, em média, o montante de R\$ 203.517 em 2022, R\$ 205.180 em 2023, R\$ 210.098 em 2024 e R\$ 82.725 de 2025 a 2033.

16.6.1 Ativos com taxas de depreciação limitadas ao prazo de concessão

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

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

17 Intangível

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Contratos de concessão/autorização de geração (17.1)	1.208.895	35.146	2.259.116	400.158
Outros intangíveis (17.2)	20.111	18.342	37.042	24.380
	1.229.006	53.488	2.296.158	424.538

A Administração não identificou evidências que justificassem a necessidade de reconhecimento de perdas pela redução ao valor recuperável de ativos intangíveis em 2021 e 2020.

17.1 Contratos de concessão de geração

Controladora	Contrato de concessão (a)		Total
	em serviço	em curso	
Em 1º.01.2020	58.334	-	58.334
Outorga Aneel - uso do bem público	-	3.682	3.682
Capitalizações para intangível em serviço	3.682	(3.682)	-
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(3.027)	-	(3.027)
Transferência para investimentos	(23.843)	-	(23.843)
Em 31.12.2020	35.146	-	35.146
Outorga Aneel - uso do bem público	-	1.823	1.823
Capitalizações para intangível em serviço	1.823	(1.823)	-
Repactuação Risco Hidrológico (GSF) - NE nº 1-b	1.198.933	-	1.198.933
Quotas de amortização - concessão e autorização (c)	(27.007)	-	(27.007)
Em 31.12.2021	1.208.895	-	1.208.895

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

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

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização/ ágio técnico	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2020	58.334	-	360.948	419.282
Outorga Aneel - uso do bem público	-	3.682	-	3.682
Capitalizações para intangível em serviço	3.682	(3.682)	-	-
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(8.573)	-	(14.233)	(22.806)
Em 31.12.2020	53.443	-	346.715	400.158
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.2)	-	-	277.120	277.120
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.2)	-	-	94.221	94.221
Outorga Aneel - uso do bem público	-	1.823	-	1.823
Capitalizações para intangível em serviço	1.823	(1.823)	-	-
Repactuação Risco Hidrológico (GSF) - NE nº 1-b	1.560.896	-	-	1.560.896
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(60.870)	-	(14.232)	(75.102)
Em 31.12.2021	1.555.292	-	703.824	2.259.116

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

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

17.2 Outros intangíveis

Controladora	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2020	7.301	13.389	20.690
Aquisições	-	1.728	1.728
Capitalizações para intangível em serviço	3.682	(3.682)	-
Quotas de amortização (a)	(4.066)	-	(4.066)
Transferência para investimentos (NE nº 15.1)	(10)	-	(10)
Em 31.12.2020	6.907	11.435	18.342
Aquisições	-	4.772	4.772
Capitalizações para intangível em serviço	412	(412)	-
Quotas de amortização (a)	(3.003)	-	(3.003)
Em 31.12.2021	4.316	15.795	20.111

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2020	7.358	13.785	21.143
Aquisições	128	7.248	7.376
Capitalizações para intangível em serviço	3.817	(3.817)	-
Quotas de amortização (a)	(4.139)	-	(4.139)
Em 31.12.2020	7.164	17.216	24.380
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	10.275	-	10.275
Aquisições	-	5.607	5.607
Capitalizações para intangível em serviço	3.212	(3.212)	-
Quotas de amortização (a)	(3.220)	-	(3.220)
Em 31.12.2021	17.431	19.611	37.042

18 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	13.832	12.504	14.108	12.787
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	8.942	8.468	9.075	8.571
	22.774	20.972	23.183	21.358
Obrigações trabalhistas				
Férias e 13º salário	31.480	28.728	31.857	29.021
Provisões por desempenho e participação nos lucros	88.403	113.575	88.584	113.575
Programa de desligamentos voluntários	17.859	983	17.859	983
Outros	-	40	-	40
	137.742	143.326	138.300	143.619
	160.516	164.298	161.483	164.977

19 Fornecedores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Materiais e serviços	147.562	169.475	368.665	425.909
Energia elétrica	320.752	165.309	335.128	165.309
Encargos de uso da rede elétrica	96.791	93.061	115.260	109.804
	565.105	427.845	819.053	701.022
Circulante	439.856	282.700	693.804	555.876
Não circulante	125.249	145.145	125.249	145.146

20 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2021	31.12.2020	
BNDES													
820989.1		Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	72.109	83.934	
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	14.431	17.756	
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	36.593	41.405	
13211061		Implantação da UHE Colider.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	680.413	748.083	
13210331	Copel GeT	Implantação da subestação Cerquilha III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	8.758	10.069	
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	18.151	20.280	
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Saito Osório - Foz do Chopim.		28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	10.822	12.171	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	171.447	184.087	
19207901 - A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE André Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	185.532	158.351	
19207901 - C+D+H+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	162.773	110.699	
14.2.1271.1		Santa Maria		Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	37.771	41.665
14.2.1272.1		Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	40.983	45.208
11211521		GE Farol	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	33.570	37.470
11211531		GE Boa Vista			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	24.818	27.701
11211541	GE S.B. do Norte			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	56.287	62.824	
11211551	GE Olho D'Água			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	60.113	67.096	
18204611	Cutia			Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	563.569	588.169
13212221 - A	Costa Oeste	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.		03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	14.898	17.046	
13212221 - B			Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,50%	3,50%	9.086	1.396	2.194	
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.		08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	19.444	22.029	
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,00%	6,00%	21.577	5.285	7.550	
											2.219.163	2.305.787	
Banco do Brasil Repasse BNDES													
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	72.109	83.936	
Banco do Nordeste do Brasil													
35202166127989	Jandaira I	Implantação do Complexo Eólico de Jandaira	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	21.687	7.312	-	
35202164527986	Jandaira II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	56.421	18.424	-	
35202162927987	Jandaira III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	65.158	21.645	-	
35202160027984	Jandaira IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA (1)	3,0107% + IPCA	65.421	22.058	-	
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico de Vilas	Cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de direitos do contrato de O&M; cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização; penhor de ações; alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; Fiança bancária de 100%; cessão fiduciária das Contas Reserva do serviço da dívida; cessão fiduciária da conta reserva de operação (O&M); Contrato de suporte de acionista	04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.138	94.781	-	
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.213	94.809	-	
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.138	94.453	-	
35201910625534	Ventos de Vila Paraiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.138	96.237	-	
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865% a.a.	IPCA + 1,4865% a.a.	163.886	176.324	-	
											626.043	-	
											Divida bruta 2.917.315	2.389.723	
											(-) Custo de transação (58.173)	(23.969)	
											Divida líquida 2.859.142	2.365.754	
											Circulante 248.801	190.672	
											Não circulante 2.610.341	2.175.082	

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

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

Consolidado		31.12.2021	%	31.12.2020	%
Indexadores ao final do período (%)					
TJLP	5,32	1.916.561	67,04	2.089.590	88,33
IPCA	10,06	935.900	32,73	266.420	11,26
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	6.681	0,23	9.744	0,41
		2.859.142	100,00	2.365.754	100,00
		2.859.142	100,00	2.365.754	100,00

20.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2021	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2023	130.915	(737)	130.178	235.687	(3.548)	232.139
2024	131.150	(739)	130.411	235.929	(3.554)	232.375
2025	131.396	(738)	130.658	237.703	(3.550)	234.153
2026	129.440	(739)	128.701	238.211	(3.553)	234.658
2027	128.603	(739)	127.864	240.037	(3.552)	236.485
Após 2027	646.934	(5.053)	641.881	1.477.704	(37.173)	1.440.531
	1.298.438	(8.745)	1.289.693	2.665.271	(54.930)	2.610.341

20.3 Mutação de empréstimos e financiamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	1.312.220	2.276.097
Ingressos	263.000	263.000
Encargos	84.893	149.792
Variação monetária	5.649	5.649
Amortização - principal	(119.402)	(178.594)
Pagamento - encargos	(85.805)	(150.190)
Em 31.12.2020	1.460.555	2.365.754
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	-	514.272
Ingressos	52.163	134.313
(-) Custos de transação	-	(1.647)
Encargos	87.074	149.522
Variação monetária	31.045	31.045
Amortização - principal	(125.343)	(187.991)
Pagamento - encargos	(81.837)	(146.126)
Em 31.12.2021	1.423.657	2.859.142

20.4 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2021, todos os indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

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

Financiamento a empreendimentos - Finem

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

21 Debêntures

Consolidado													
Empresa	Emissão	Característica	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a	Taxa efetiva de juros a.a	Valor do contrato	31.12.2021	31.12.2020
Copel GeT	3ª	(a)	Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	339.767	669.811
	4ª				23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	690.311	1.010.625
	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.		25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	284.483	322.110
	6ª (série 1)	(c)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	825.358	807.793
	6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu.		15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	237.650	215.265
	7ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora; e (ii) a amortização e/ou o reembolso de caixa, de parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: (a) 3ª (terceira) emissão da Emissora e (b) 4ª (quarta) emissão da Emissora.		15.10.2021	2	15.10.2026	Semestral	DI + spread 1,38%	DI + spread 1,45%	1.133.363	1.148.216	-
	7ª (série 2)	Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas no âmbito dos Projetos: Melhorias da Usina Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto; Implantação dos Ativos do Lote "E", do Leilão Aneel nº 05/2015; Aportes da SPE Mata de Santa Genebra S.A; Aportes na SPE PCH Bela Vista S.A.	15.10.2021		3	15.10.2031	Semestral	IPCA + 5,7138% a.a.	IPCA + 6,1033% a.a.	366.637	374.658	-	
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	100.240	109.677
	2ª (série 2)			24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	131.630	130.449	
Cutia	2ª	(b)	Construção e implantação dos Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.000	370.903	353.166
											Dívida bruta	4.503.216	3.618.896
											(-) Custo de transação	(56.916)	(54.014)
											Dívida líquida	4.446.300	3.564.882
											Circulante	859.524	789.445
											Não circulante	3.586.776	2.775.437

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

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

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

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

21.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2021	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2023	802.932	(7.664)	795.268	850.118	(9.807)	840.311
2024	469.598	(5.184)	464.414	514.671	(7.346)	507.325
2025	869.745	(3.492)	866.253	923.272	(5.660)	917.612
2026	566.682	(1.767)	564.915	630.778	(3.948)	626.830
2027	-	(1.158)	(1.158)	59.868	(3.352)	56.516
Após 2027	371.777	(4.418)	367.359	651.453	(13.271)	638.182
	3.080.734	(23.683)	3.057.051	3.630.160	(43.384)	3.586.776

21.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	3.680.766	4.262.365
Encargos	162.395	226.279
Amortização - principal	(666.667)	(701.977)
Pagamento - encargos	(180.956)	(221.785)
Em 31.12.2020	2.995.538	3.564.882
Ingressos	1.500.000	1.500.000
(-) Custos de transação	(15.321)	(15.321)
Encargos e variação monetária	232.996	325.166
Amortização - principal	(733.761)	(773.476)
Pagamento - encargos	(114.098)	(154.951)
Em 31.12.2021	3.865.354	4.446.300

21.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2021, todos os indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

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

(a) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel.

(b) indicador calculado com os valores das demonstrações financeiras consolidadas da Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

22 Benefícios Pós-emprego

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

22.1 Plano de benefício previdenciário

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

O Plano III é um plano de Contribuição Variável - CV, sendo o único plano disponível para novos participantes.

22.2 Plano Assistencial

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

22.3 Balanço patrimonial e resultado do período

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Planos previdenciários	167	153	167	153
Planos assistenciais	385.022	431.362	385.729	432.005
	385.189	431.515	385.896	432.158
Circulante	17.568	17.634	17.568	17.634
Não circulante	367.621	413.881	368.328	414.524

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Empregados				
Planos previdenciários	18.984	18.481	20.277	19.411
Plano assistencial - pós-emprego	33.237	23.719	33.301	23.767
Plano assistencial - funcionários ativos	17.743	18.313	17.920	18.461
	69.964	60.513	71.498	61.639
Administradores				
Planos previdenciários	337	285	378	309
Plano assistencial	25	21	29	23
	362	306	407	332
	70.326	60.819	71.905	61.971

22.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	311.378	311.768
Apropriação do cálculo atuarial	23.719	23.767
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	40.280	39.929
Ajuste referente a perdas atuariais	113.582	113.787
Amortizações	(57.444)	(57.093)
Em 31.12.2020	431.515	432.158
Apropriação do cálculo atuarial	33.237	33.301
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	41.372	41.908
Ajuste referente a perdas atuariais	(62.071)	(62.071)
Amortizações	(58.864)	(59.400)
Em 31.12.2021	385.189	385.896

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

22.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2021 e 2020, estão demonstradas a seguir:

	2021		2020	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	5,50%	-	4,00%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	5,20%	10,99%	2,85%	6,96%
Planos Unificado - Saldado	5,20%	10,99%	3,20%	7,33%
Planos III	5,30%	11,09%	3,40%	7,54%
Planos Assistencial	5,30%	11,09%	3,20%	7,33%
Crescimento salarial/custos médicos				
Plano Unificado a.a.	0,00%	5,50%	0,00%	4,00%
Plano III a.a.	1,00%	6,56%	1,00%	5,04%
Plano Assistencial - Aging Factor	5,80%	-	4,60%	-
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

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

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 67,85 e 67,54 anos.

	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2021		
Participantes aposentados	11,60	23,47
Participantes pensionistas	13,22	27,02
Em 31.12.2020		
Participantes aposentados	12,38	23,16
Participantes pensionistas	14,07	24,98

22.5.3 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2021 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 260.446 e de R\$ 3.954 enquanto que, em 31.12.2020, a posição era, respectivamente, de R\$ 322.647 e de R\$ 89.868. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2021, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2021	31.12.2020
Obrigações total ou parcialmente cobertas	2.483.865	1.057.561	444.820	3.986.246	4.261.185
Valor justo dos ativos do plano	(2.744.311)	(1.061.515)	(59.093)	(3.864.919)	(4.241.695)
Estado de cobertura do plano	(260.446)	(3.954)	385.727	121.327	19.490
Ativo não reconhecido	260.446	3.954	-	264.400	412.515
	-	-	385.727	385.727	432.005

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais com base no relatório atuarial, na data base 31.12.2021, conforme apresentado na Demonstração de Resultados Abrangentes.

22.5.4 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2020	2.653.047	966.589	363.125
Custo de serviço	62	535	4.516
Custo dos juros	161.831	58.593	22.421
Benefícios pagos	(183.435)	(63.924)	-
Perdas atuariais	80.388	89.769	107.668
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2020	2.711.893	1.051.562	497.730
Custo de serviço	50	564	1.665
Custo dos juros	192.763	77.420	36.363
Benefícios pagos	(212.500)	(74.634)	-
Perdas / (Ganhos) atuariais	(208.341)	2.649	(90.938)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2021	2.483.865	1.057.561	444.820

22.5.5 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2020	3.013.574	995.578	51.560
Retorno esperado dos ativos	243.478	70.464	4.874
Contribuições e aportes	10.371	43.002	-
Benefícios pagos	(183.435)	(63.923)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(49.448)	96.309	9.291
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2020	3.034.540	1.141.430	65.725
Retorno esperado dos ativos	335.639	42.069	1.884
Contribuições e aportes	11.633	43.423	-
Benefícios pagos	(212.500)	(74.634)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(425.001)	(90.773)	(8.516)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2021	2.744.311	1.061.515	59.093

22.5.6 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2022 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial
Custo do serviço corrente	50	1.174	1.432
Custo estimado dos juros	271.459	115.767	46.620
Rendimento esperado do ativo do plano	(292.009)	(115.390)	(6.382)
Contribuições estimadas dos empregados	(21)	(587)	-
Custos (receitas)	(20.521)	964	41.670

22.5.7 Análise de sensibilidade

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

Consolidado	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(348.000)	336.325
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(79.558)	74.672
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	30.257	(29.368)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	96	(94)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	119	(115)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	254	(238)

22.5.8 Benefícios a pagar

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2022	152.793	67.037	23.592	243.422
2023	145.056	63.892	23.439	232.387
2024	137.669	60.800	22.840	221.309
2025	130.602	57.784	21.808	210.194
2026	123.673	54.928	20.828	199.429
2027 a 2051	1.045.114	612.799	201.975	1.859.888

22.5.9 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2021 e a alocação-meta para 2022, por categoria de ativos, são as seguintes:

	Meta para 2022 (*)	2021
Renda fixa	71,1%	69,6%
Renda variável	10,0%	7,2%
Empréstimos	1,2%	1,6%
Investimentos imobiliários	2,7%	5,8%
Investimentos estruturados	10,2%	10,5%
Investimentos no exterior	4,8%	5,3%
	100,0%	100,0%

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

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

	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	83,5%	43,0%	53,0%	22,0%
Renda variável	3,0%	2,0%	12,0%	7,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	3,0%	0,0%
Investimentos imobiliários	4,0%	0,0%	8,0%	0,0%
Investimentos estruturados	6,0%	0,0%	16,0%	0,0%
Investimentos no exterior	3,0%	0,0%	8,0%	0,0%

(*) Alocação Estratégica 2021.

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

23 Encargos Setoriais a Recolher

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Reserva global de reversão - RGR	3.825	8.176	8.834	12.446
Conta de desenvolvimento energético - CDE	12.753	5.701	12.754	5.701
	16.578	13.877	21.588	18.147

24 Pesquisa e Desenvolvimento

Conforme a Lei nº 9.991/2000 e regulamentações complementares, as concessionárias e permissionárias de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida regulatória em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

A Medida Provisória nº 998/2020, convertida em Lei nº 14.120/2021, altera a Lei nº 9.991/2000 e prevê a destinação dos recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - PEE, para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, visando à modicidade tarifária até 2025 como medida de mitigação dos impactos econômicos provenientes da pandemia de Covid-19. O Despacho Aneel nº 904/2021 determinou os recolhimentos para a CDE a partir de abril de 2021.

24.1 Saldos constituídos para aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

Controladora	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2021	Saldo em 31.12.2020
FNDCT	-	2.030	-	2.030	1.862
MME	-	1.015	-	1.015	931
P&D	102.500	-	12.688	115.188	121.594
	102.500	3.045	12.688	118.233	124.387
			Circulante	61.190	60.712
			Não circulante	57.043	63.675

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2021	Saldo em 31.12.2020
FNDCT	-	3.184	-	3.184	3.601
MME	-	1.591	-	1.591	1.799
P&D	103.972	12	22.256	126.240	126.520
	103.972	4.787	22.256	131.015	131.920
			Circulante	63.063	65.978
			Não circulante	67.952	65.942

24.2 Mutações dos saldos de P&D

Controladora	FNDCT	MME	P&D	Total
Em 1º.01.2020	2.099	1.049	122.453	125.601
Constituições	11.164	5.583	11.166	27.913
Transferências	-	-	1.432	1.432
Recolhimentos	(11.401)	(5.701)	-	(17.102)
Conclusões	-	-	(13.457)	(13.457)
Em 31.12.2020	1.862	931	121.594	124.387
Constituições	12.599	6.298	12.597	31.494
Juros (NE nº 32)	-	-	760	760
Recolhimentos	(12.431)	(6.214)	-	(18.645)
Conclusões	-	-	(19.763)	(19.763)
Em 31.12.2021	2.030	1.015	115.188	118.233

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Total
Em 1º.01.2020	2.262	1.131	133.397	136.790
Constituições	16.304	8.154	16.303	40.761
Juros (NE nº 32)	-	-	1.478	1.478
Recolhimentos	(14.965)	(7.486)	-	(22.451)
Conclusões	-	-	(24.658)	(24.658)
Em 31.12.2020	3.601	1.799	126.520	131.920
Constituições	24.533	12.263	24.525	61.321
Juros (NE nº 32)	-	-	527	527
Recolhimentos	(24.950)	(12.471)	(5.569)	(42.990)
Conclusões	-	-	(19.763)	(19.763)
Em 31.12.2021	3.184	1.591	126.240	131.015

25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Controladora e Consolidado	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	31.12.2021	31.12.2020
UHE Mauá	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	20.495	17.213
UHE Colíder	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	27.376	25.075
UHE Baixo Iguaçu	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	8.595	7.841
UHE Guaricana	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	2.894	3.299
					59.360	53.428
				Circulante	7.207	6.673
				Não circulante	52.153	46.755

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

25.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Controladora e Consolidado	Total
Em 1º.01.2020	48.831
Adição	3.682
Ajuste a valor presente	(1.112)
Variação monetária	6.774
Pagamentos	(4.747)
Em 31.12.2020	53.428
Adição	1.823
Ajuste a valor presente	(5.041)
Variação monetária	14.336
Pagamentos	(5.186)
Em 31.12.2021	59.360

26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

A Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamentos conforme segue:

26.1 Direito de uso de ativos

Controladora	1º.01.2020	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Saldo em 1º.01.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em 31.12.2021
Imóveis	7.253	-	8	(6.050)	1.211	36.295	53	(1.701)	(378)	35.480
Veículos	14.398	14.950	1.223	(7.515)	23.056	1.692	1.421	(8.697)	(68)	17.404
Equipamentos	-	4.281	-	(713)	3.568	-	350	(1.115)	-	2.803
	21.651	19.231	1.231	(14.278)	27.835	37.987	1.824	(11.513)	(446)	55.687

Consolidado	1º.01.2020	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em 1º.01.2021	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Outros (a)	Saldo em 31.12.2021
Imóveis	9.086	-	8	(6.387)	(282)	2.425	36.295	115	(1.957)	(469)	22.095	58.504
Veículos	14.398	14.950	1.223	(7.515)	-	23.056	1.692	1.421	(8.702)	(68)	57	17.456
Equipamentos	-	4.281	-	(713)	-	3.568	-	350	(1.115)	-	-	2.803
	23.484	19.231	1.231	(14.615)	(282)	29.049	37.987	1.886	(11.774)	(537)	22.152	78.763

(a) Efeitos da combinação de negócios (NE nº 1.2)

26.2 Passivo de arrendamentos

26.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	22.553	24.475
Adições	19.231	19.231
Ajuste por Remensuração	1.231	1.231
Encargos	2.288	2.435
Pagamento - principal	(13.924)	(14.225)
Pagamento - encargos	(2.287)	(2.434)
Baixas	-	(311)
Em 31.12.2020	29.092	30.402
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	-	22.381
Adições	37.987	37.987
Ajuste por remensuração	1.824	1.886
Encargos	4.296	4.399
Pagamento - principal	(10.493)	(10.707)
Pagamento - encargos	(4.296)	(4.399)
Baixas	(461)	(563)
Em 31.12.2021	57.949	81.386
	Circulante	11.982
	Não circulante	69.404

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros nominal praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. As taxas de juros aplicadas variam de 3,58% a 10,53% a.a.

26.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2021	Controladora	Consolidado
2023	11.535	11.853
2024	7.849	8.184
2025	4.578	4.897
2026	4.262	4.468
2027	4.053	4.259
Após 2027	53.702	76.125
Valores não descontados	85.979	109.786
Juros embutidos	(39.707)	(40.382)
Saldo passivo arrendamento	46.272	69.404

26.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

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

Fluxos de caixa	Controladora		Consolidado	
	Nominal	Valor Presente	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	102.155	57.949	162.609	81.386
Pis/Cofins potencial	9.425	5.339	9.492	5.394

26.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

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

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

Controladora	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	57.949	69.217	19,44%
Direito de uso de ativos	55.687	64.985	16,70%
Despesa Financeira	4.296	5.060	17,78%
Despesa de amortização	11.513	11.832	2,77%

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	81.386	99.427	22,17%
Direito de uso de ativos	78.763	94.412	19,87%
Despesa Financeira	4.399	5.183	17,82%
Despesa de amortização	11.774	12.125	2,98%

26.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

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

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2021
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	7.662	34.146	162.157	203.965

26.5 Recebíveis de arrendamentos

Controladora e Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2021
Compartilhamento de instalações	1.031	4.122	16.546	21.699

27 Outras Contas a Pagar

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 34.2.8)	-	-	108.031	94.089
Aquisição de investimentos	19.667	-	46.068	13.876
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	34.113	29.174	34.113	29.174
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	8.975	7.292	11.766	9.282
Reembolso - participação em consórcios	9.286	7.203	9.286	7.203
Cauções em garantia	2.726	2.803	2.727	2.887
Outras obrigações	2.905	8.115	20.450	26.279
	77.672	54.587	232.441	182.790
Circulante	36.501	16.890	123.795	59.372
Não circulante	41.171	37.697	108.646	123.418

28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis quando os critérios de reconhecimento de provisão, descritos na NE nº 4.10 das demonstrações financeiras de 31.12.2020, são atendidos.

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

28.1 Mutações das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2021
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais	6.015	789	-	-	-	(1)	10	6.813
Trabalhistas	150.770	31.432	-	-	-	(26.873)	-	155.329
Benefícios a empregados	14.634	1.351	(4.400)	-	-	(169)	-	11.416
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	101.568	24.330	(8.956)	-	-	(35.798)	-	81.144
Servidões de passagem	93.201	1.610	-	15.702	216	(7)	-	110.722
Desapropriações e patrimoniais	130.656	672	(15.031)	(7.268)	11.389	(184)	-	120.234
Ambientais	2.464	4.716	(4.964)	-	-	-	-	2.216
	327.889	31.328	(28.951)	8.434	11.605	(35.989)	-	314.316
Regulatórias	30.997	13.886	(5.823)	-	-	-	-	39.060
	530.305	78.786	(39.174)	8.434	11.605	(63.032)	10	526.934

Controladora	Resultado				Adições/ Reversões no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2020
	Saldo em 1º.01.2020	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais	5.962	39	(2.916)	-	-	(11)	2.941	6.015
Trabalhistas	159.493	30.053	-	-	-	(38.765)	(11)	150.770
Benefícios a empregados	13.648	6.281	(5.006)	-	-	(289)	-	14.634
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	58.575	57.703	(12.046)	-	-	(2.664)	-	101.568
Servidões de passagem	107.035	283	(543)	(13.748)	175	(1)	-	93.201
Desapropriações e patrimoniais	117.895	4.630	(1.217)	6.673	2.796	(121)	-	130.656
Ambientais	2.313	151	-	-	-	-	-	2.464
	285.818	62.767	(13.806)	(7.075)	2.971	(2.786)	-	327.889
Regulatórias	28.747	2.756	(506)	-	-	-	-	30.997
	493.668	101.896	(22.234)	(7.075)	2.971	(41.851)	2.930	530.305

Consolidado	Resultado				Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2021
	Saldo em 1º.01.2021	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais	30.255	813	(197)	-	-	(159)	(5.366)	25.346
Trabalhistas	151.288	31.780	-	-	-	(26.874)	-	156.194
Benefícios a empregados	14.634	1.352	(4.400)	-	-	(169)	-	11.417
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	101.589	26.736	(8.956)	-	-	(35.797)	-	83.572
Servidões de passagem	98.705	1.616	-	15.702	3.993	(7)	-	120.009
Desapropriações e patrimoniais	132.457	680	(15.031)	(7.268)	12.681	(184)	-	123.335
Ambientais	3.763	4.716	(4.964)	-	-	-	(1.300)	2.215
	336.514	33.748	(28.951)	8.434	16.674	(35.988)	(1.300)	329.131
Regulatórias	30.998	13.886	(5.823)	-	-	-	-	39.061
	563.689	81.579	(39.371)	8.434	16.674	(63.190)	(6.666)	561.149

Consolidado	Resultado				Adições/ Reversões no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2020
	Saldo em 1º.01.2020	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais	33.486	809	(2.916)	-	-	(12)	(1.112)	30.255
Trabalhistas	159.923	30.141	-	-	-	(38.765)	(11)	151.288
Benefícios a empregados	13.648	6.281	(5.006)	-	-	(289)	-	14.634
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	58.591	57.708	(12.046)	-	-	(2.664)	-	101.589
Servidões de passagem	112.933	286	(543)	(13.748)	(222)	(1)	-	98.705
Desapropriações e patrimoniais	117.919	4.634	(1.217)	6.673	4.569	(121)	-	132.457
Ambientais	2.312	1.451	-	-	-	-	-	3.763
	291.755	64.079	(13.806)	(7.075)	4.347	(2.786)	-	336.514
Regulatórias	28.748	2.756	(506)	-	-	-	-	30.998
	527.560	104.066	(22.234)	(7.075)	4.347	(41.852)	(1.123)	563.689

28.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

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

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais									
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	468	458	-	194	492	482
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	-	-	34.873	28.858	-	-	34.873	28.858
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	37.016	31.331	166	-	83.444	73.094
Outras	Impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.	6.813	6.015	23.093	22.525	25.180	30.061	34.812	38.103
		6.813	6.015	95.450	83.172	25.346	30.255	153.621	140.537
Trabalhistas									
	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	155.329	150.770	62.477	78.019	156.194	151.288	63.648	80.327
Benefícios a empregados									
	Reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	11.416	14.634	182	3.532	11.416	14.634	182	3.532
Regulatórias									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	36.512	30.997	-	-	36.512	30.998	-	-
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM.	-	-	295.931	216.353	-	-	295.931	216.353
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	2.548	-	2.234	-	2.549	-	2.234	-
		39.060	30.997	298.165	216.353	39.061	30.998	298.165	216.353

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Cíveis									
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	23.481	19.423	26.459	62.188	25.910	19.443	27.242	64.266
Indenização a terceiros (cíveis)	Ações de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas	57.663	82.146	65.888	38.127	57.663	82.146	65.888	38.127
Servidões de passagem	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula, entre outras); intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou em caso de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidão.	110.722	93.201	23.136	19.850	120.009	98.705	23.206	19.850
Desapropriações e patrimoniais	Discussão entre o valor avaliado pela Copel para pagamento e o pleiteado pelo proprietário, e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrícula entre outras); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	88.886	85.881	65.656	33.115	91.987	87.682	66.203	33.568
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina	31.348	44.775	-	45.196	31.348	44.775	-	45.196
Ambientais	Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.	2.216	2.463	203.901	177.985	2.215	3.763	203.921	178.001
		314.316	327.889	385.040	376.461	329.132	336.514	386.460	379.008
		526.934	530.305	841.314	757.537	561.149	563.689	902.076	819.757

29 Patrimônio Líquido

29.1 Capital social

Em 31.12.2021, o capital social integralizado é de R\$ 5.772.757 (R\$ 5.765.226 em 31.12.2020), composto por 5.772.757.424 ações ordinárias sem valor nominal, pertencentes à Copel.

29.2 Ajustes de avaliação patrimonial

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

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

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	704.677	704.677
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(113.582)	(113.787)
Tributos sobre os ajustes	38.618	38.618
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(125)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	(90.347)	(90.347)
Tributos sobre a realização dos ajustes	30.717	30.717
Atribuível aos acionistas não controladores	-	80
Em 31.12.2020	569.958	569.958
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	62.071	62.071
Tributos sobre os ajustes	(21.104)	(21.104)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	(70.570)	(70.570)
Tributos sobre a realização dos ajustes	23.994	23.994
Em 31.12.2021	564.349	564.349

29.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

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

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

29.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2021	31.12.2020
Base de cálculo para os dividendos		
Lucro líquido do exercício	2.687.908	1.649.576
Reserva legal (5%)	(134.395)	(82.479)
	2.553.513	1.567.097
Dividendos propostos		
Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto (a)	240.000	162.000
Complemento pra atingir o mínimo obrigatório	434.378	254.074
Dividendo adicional proposto	857.729	602.540
	1.532.107	1.018.614
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Dividendos obrigatórios (em R\$)	0,11058	0,06795
Dividendos registrados (em R\$)	0,26540	0,17668
Dividendos por ação (em R\$)	0,22383	0,14858
Juros sobre o Capital Próprio por ação (em R\$)	0,04157	0,02810

(a) R\$ 240.000 aprovados pelo Conselho de Administração em 21.12.2021, com data de pagamento a ser definida na AGO.

29.5 Lucro por ação - básico e diluído

O lucro por ação foi calculado na média ponderada do número de ações ordinárias da Companhia em cada um dos períodos mencionados, conforme segue:

Controladora	31.12.2021	31.12.2020
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído à acionista controladora		
Ações ordinárias	2.687.908	1.649.576
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares)		
Ações ordinárias	5.768.321.136	5.765.226.052
Lucro líquido do período básico e diluído por ação atribuído à acionista controladora		
Ações ordinárias	0,46598	0,28613

30 Receita Operacional Líquida

Controladora	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2021	31.12.2020
Fornecimento de energia elétrica	246.558	(21.944)	(9.325)	(11.191)	-	204.098	590.122
Suprimento de energia elétrica	2.599.775	(219.191)	-	(40.385)	-	2.340.199	1.637.996
Disponibilidade da rede elétrica	1.329.713	(82.479)	-	(62.277)	-	1.184.957	831.459
Receita de construção	235.981	-	-	-	-	235.981	245.694
Outras receitas operacionais	116.086	(10.176)	(93)	-	(5.110)	100.707	91.141
	4.528.113	(333.790)	(9.418)	(113.853)	(5.110)	4.065.942	3.396.412

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2021	31.12.2020
Fornecimento de energia elétrica	246.558	(21.944)	(9.325)	(11.191)	-	204.098	590.122
Suprimento de energia elétrica	6.441.481	(543.343)	(22.121)	(72.602)	-	5.803.415	3.241.053
Disponibilidade da rede elétrica	1.417.131	(84.910)	-	(64.873)	-	1.267.348	915.238
Receita de construção	239.448	-	-	-	-	239.448	252.141
Outras receitas operacionais	52.542	(10.222)	(93)	-	(5.110)	37.117	30.566
	8.397.160	(660.419)	(31.539)	(148.666)	(5.110)	7.551.426	5.029.120

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

Controladora	31.12.2021	31.12.2020
Fornecimento de energia elétrica	246.558	699.331
Consumidores livres	246.558	699.331
Suprimento de energia elétrica	2.599.775	1.850.654
Contratos bilaterais	1.626.611	1.195.084
Contratos regulados	562.748	535.777
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	275.934	25.486
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 8.1)	134.482	94.307
Disponibilidade da rede elétrica	1.329.713	951.793
Receita de operação e manutenção - O&M	405.794	258.843
Receita de juros efetivos	923.919	692.950
Receita de construção (a)	235.981	245.694
Outras receitas operacionais	116.086	104.518
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	2.828	497
Renda da prestação de serviços	111.921	102.162
Outras receitas	1.337	1.859
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	4.528.113	3.851.990
(-) Pis/Pasep e Cofins	(333.790)	(310.435)
(-) ICMS	(9.418)	(29.488)
(-) ISSQN	(5.110)	(4.197)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(113.853)	(111.458)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.065.942	3.396.412

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 9.

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Fornecimento de energia elétrica	246.558	699.330
Consumidores livres	246.558	699.330
Suprimento de energia elétrica	6.441.481	3.591.054
Contratos bilaterais	2.439.952	1.840.016
Contratos regulados	1.069.557	957.368
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	2.797.490	699.363
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 8.1)	134.482	94.307
Disponibilidade da rede elétrica	1.417.131	1.040.519
Receita de operação e manutenção - O&M	397.200	296.827
Receita de juros efetivos	1.019.931	743.692
Receita de construção (a)	239.448	252.141
Outras receitas operacionais	52.542	43.985
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	2.893	526
Renda da prestação de serviços	47.180	40.484
Outras receitas	2.469	2.975
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	8.397.160	5.627.029
(-) Pis/Pasep e Cofins	(660.419)	(412.453)
(-) ICMS	(31.539)	(51.125)
(-) ISSQN	(5.110)	(4.197)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(148.666)	(130.134)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	7.551.426	5.029.120

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 9.

30.2 Arrendamentos e aluguéis

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Equipamentos e estruturas	1.858	-	1.858	-
Compartilhamento de instalações	716	415	738	415
Imóveis	254	82	297	111
	2.828	497	2.893	526

30.3 Encargos setoriais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE	42.973	27.315	42.973	27.315
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D	31.494	27.913	61.321	40.761
Quota para reserva global de reversão - RGR	39.386	56.230	44.372	62.058
	113.853	111.458	148.666	130.134

31 Custos e Despesas Operacionais

Controladora	Custos operacionais	Despesas com vendas (a)	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2021
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(978.422)	-	-	-	(978.422)
Encargos de uso da rede elétrica	(305.656)	-	-	-	(305.656)
Pessoal e administradores (31.2)	(273.497)	-	(147.716)	-	(421.213)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(44.927)	-	(25.399)	-	(70.326)
Material	(10.748)	-	(1.692)	-	(12.440)
Serviços de terceiros (31.3)	(77.912)	-	(33.452)	-	(111.364)
Depreciação e amortização	(309.081)	-	(10.751)	(14.232)	(334.064)
Perdas estimadas, provisões e reversões (31.4)	11.765	(1.049)	-	(44.159)	(33.443)
Custo de construção (31.5)	(184.266)	-	-	-	(184.266)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF (Ne nº 1-b)	-	-	-	1.198.933	1.198.933
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(107.854)	933	(26.505)	9.332	(124.094)
	(2.280.598)	(116)	(245.515)	1.149.874	(1.376.355)

(a) O valor de R\$ 933 refere-se a recuperação de faturas.

Controladora	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2020
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(185.288)	-	-	-	(185.288)
Encargos de uso da rede elétrica	(309.108)	-	-	-	(309.108)
Pessoal e administradores (31.2)	(290.392)	-	(136.148)	-	(426.540)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(40.753)	-	(20.066)	-	(60.819)
Material	(9.313)	-	(664)	-	(9.977)
Serviços de terceiros (31.3)	(68.343)	-	(27.340)	-	(95.683)
Depreciação e amortização	(303.185)	-	(14.399)	(14.234)	(331.818)
Perdas estimadas, provisões e reversões (31.4)	132.784	(3.349)	-	(78.364)	51.071
Custo de construção (31.5)	(249.927)	-	-	-	(249.927)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(74.315)	58	(22.084)	(22.799)	(119.140)
	(1.397.840)	(3.291)	(220.701)	(115.397)	(1.737.229)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas (a)	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2021
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(1.254.752)	-	-	-	(1.254.752)
Encargos de uso da rede elétrica	(489.700)	-	-	-	(489.700)
Pessoal e administradores (31.2)	(273.497)	-	(170.940)	-	(444.437)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(44.927)	-	(26.978)	-	(71.905)
Material	(11.601)	-	(2.115)	-	(13.716)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(1.878.815)	-	-	-	(1.878.815)
Serviços de terceiros (31.3)	(193.757)	-	(41.796)	-	(235.553)
Depreciação e amortização	(571.858)	-	(11.096)	(14.233)	(597.187)
Perdas estimadas, provisões e reversões (31.4)	150.541	(927)	-	(41.378)	108.236
Custo de construção (31.5)	(187.733)	-	-	-	(187.733)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF (NE nº 1-b)	-	-	-	1.560.896	1.560.896
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(149.312)	934	(32.025)	6.710	(173.693)
	(4.905.411)	7	(284.950)	1.511.995	(3.678.359)

(a) O valor de R\$ 934 refere-se a recuperação de faturas.

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2020
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(258.694)	-	-	-	(258.694)
Encargos de uso da rede elétrica	(469.572)	-	-	-	(469.572)
Pessoal e administradores (31.2)	(290.392)	-	(152.997)	-	(443.389)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(40.753)	-	(21.218)	-	(61.971)
Material	(10.706)	-	(1.670)	-	(12.376)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(415.405)	-	-	-	(415.405)
Serviços de terceiros (31.3)	(108.567)	-	(34.849)	-	(143.416)
Depreciação e amortização	(539.125)	-	(14.826)	(14.234)	(568.185)
Perdas estimadas, provisões e reversões (31.4)	40.143	(3.408)	-	(76.481)	(39.746)
Custo de construção (31.5)	(255.578)	-	-	-	(255.578)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(102.723)	57	(26.443)	(29.769)	(158.878)
	(2.451.372)	(3.351)	(252.003)	(120.484)	(2.827.210)

31.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	29.032	129.312	178.522	142.880
Contratos bilaterais	1.026.445	56.689	1.179.673	116.528
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	7.746	4.471	7.746	4.471
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(84.801)	(5.184)	(111.189)	(5.185)
	978.422	185.288	1.254.752	258.694

31.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Pessoal				
Remunerações	198.657	204.269	213.737	214.963
Encargos sociais	63.883	67.376	68.639	70.782
Auxílio alimentação e educação	25.249	25.705	25.710	26.091
Programa de desligamentos voluntários	39.649	11.880	39.649	11.879
	327.438	309.230	347.735	323.715
Administradores				
Honorários	2.933	3.057	5.036	4.976
Encargos sociais	810	649	1.310	1.093
Outros gastos	31	29	31	30
	3.774	3.735	6.377	6.099
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	90.001	113.575	90.325	113.575
	421.213	426.540	444.437	443.389

31.3 Serviços de terceiros

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Manutenção do sistema elétrico	21.780	19.102	125.062	37.182
Manutenção de instalações	41.754	35.930	50.539	44.662
Comunicação, processamento e transmissão de dados	15.318	11.904	16.307	14.233
Consultoria e auditoria	3.941	4.378	7.122	7.951
Outros serviços	28.571	24.369	36.523	39.388
	111.364	95.683	235.553	143.416

31.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Provisão para litígios (a)	39.612	79.662	36.832	77.779
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica	(2.604)	(10.502)	(2.604)	(10.502)
Imobilizado	(9.161)	(122.282)	(147.937)	(37.609)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	1.050	3.349	927	3.408
Perdas estimadas em créditos tributários	4.546	(1.298)	4.546	(1.298)
Provisão para perdas em participações societárias	-	-	-	7.968
	33.443	(51.071)	(108.236)	39.746

(a) A variação de provisões para litígios ocorreu em função da revisão da avaliação dos assessores legais da Companhia principalmente em ações trabalhistas. O detalhamento das ações está demonstrado na NE nº 28.

31.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Material	96.766	116.744
Serviços de terceiros	63.659	99.745
Pessoal	19.996	18.961
Outros (a)	7.312	20.128
	187.733	255.578

(a) No saldo está contido o valor de reversão de provisões para litígios, no total de R\$ 6.921.

31.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	62.035	48.892	82.095	60.218
Seguros	14.114	11.061	24.022	20.419
Tributos	17.657	13.694	21.233	16.046
Taxa de fiscalização da Aneel	10.040	10.076	16.083	15.696
Arrendamentos e aluguéis	3.550	577	13.942	8.954
Indenizações	8.957	9.394	8.985	9.394
Comunicação corporativa				
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	2.508	2.520	2.508	2.520
Patrocínio	81	70	81	70
Publicidade	30	27	20	46
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	5.122	22.829	4.724	25.515
	124.094	119.140	173.693	158.878

32 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	24.821	17.248	62.205	34.928
Juros sobre liquidações na CCEE	20.497	42.081	24.864	52.220
Varição monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	5.374	2.322	5.373	2.322
Acréscimos moratórios sobre faturas	2.873	5.629	3.104	5.844
Atualização de depósitos judiciais	2.239	5.147	2.278	5.395
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 34.2.3 - a)	-	24.511	-	24.511
(-) Pis e Cofins	(3.592)	(3.846)	(4.804)	(3.883)
Outras receitas financeiras	26.803	12.673	32.738	13.037
	79.015	105.765	125.758	134.374
(-) Despesas financeiras				
Varição monetária, cambial e encargos da dívida	372.791	251.892	512.386	381.204
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 34.2.3 - a)	20.401	-	20.401	-
Varição monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	14.668	7.984	14.668	7.984
Juros sobre P&D (NE nº 24.2)	760	1.433	527	1.478
Outras despesas financeiras	12.363	9.226	16.120	10.170
	420.983	270.535	564.102	400.836
Líquido	(341.968)	(164.770)	(438.344)	(266.462)

33 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

33.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

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

Até 31.12.2021, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional. Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 31.12.2021.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis. As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4, destas demonstrações financeiras.

33.2 Segmentos reportáveis da Companhia

De acordo com o CPC 22 / IFRS 8, os segmentos reportáveis da Companhia são:

Geração e transmissão de energia elétrica (GET) - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada, conforme apresentado no Balanço Patrimonial, e o resultado é apresentado de forma segregada.

33.3 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
	GER	TRA	Operações inter-segmento	Consolidado
31.12.2021				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.026.025	1.541.080	(15.679)	7.551.426
Receita operacional líquida com terceiros	6.026.025	1.526.529	(1.128)	7.551.426
Receita operacional líquida entre segmentos	-	14.551	(14.551)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(3.236.901)	(457.137)	15.679	(3.678.359)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.255.879)	-	1.127	(1.254.752)
Encargos de uso da rede elétrica	(504.252)	-	14.552	(489.700)
Pessoal e administradores	(277.396)	(167.041)	-	(444.437)
Planos previdenciário e assistencial	(43.951)	(27.954)	-	(71.905)
Material	(9.555)	(4.161)	-	(13.716)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.878.815)	-	-	(1.878.815)
Serviços de terceiros	(204.855)	(30.698)	-	(235.553)
Depreciação e amortização	(585.756)	(11.431)	-	(597.187)
Provisão para litígios	(27.681)	(9.151)	-	(36.832)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	150.696	(155)	-	150.541
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(1.974)	(3.499)	-	(5.473)
Custo de construção	-	(187.733)	-	(187.733)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	1.560.896	-	-	1.560.896
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(158.379)	(15.314)	-	(173.693)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	16.596	339.776	-	356.372
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	2.805.720	1.423.719	-	4.229.439
Receitas financeiras	122.480	19.542	(16.264)	125.758
Despesas financeiras	(419.405)	(160.961)	16.264	(564.102)
LUCRO OPERACIONAL	2.508.795	1.282.300	-	3.791.095
Imposto de renda e contribuição social	(708.601)	(262.395)	-	(970.996)
LUCRO DO PERÍODO	1.800.194	1.019.905	-	2.820.099

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
	GER	TRA	Operações inter-segundo	Consolidado
31.12.2020				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.847.140	1.186.217	(4.237)	5.029.120
Receita operacional líquida com terceiros	3.847.093	1.182.027	-	5.029.120
Receita operacional líquida entre segmentos	47	4.190	(4.237)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.294.481)	(536.966)	4.237	(2.827.210)
Energia elétrica comprada para revenda	(258.740)	-	46	(258.694)
Encargos de uso da rede elétrica	(473.763)	-	4.191	(469.572)
Pessoal e administradores	(274.561)	(168.828)	-	(443.389)
Planos previdenciário e assistencial	(37.999)	(23.972)	-	(61.971)
Material	(8.912)	(3.464)	-	(12.376)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(415.405)	-	-	(415.405)
Serviços de terceiros	(118.555)	(24.861)	-	(143.416)
Depreciação e amortização	(556.373)	(11.812)	-	(568.185)
Provisão para litígios	(53.250)	(24.529)	-	(77.779)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	48.111	-	-	48.111
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(5.929)	(4.149)	-	(10.078)
Custo de construção	-	(255.578)	-	(255.578)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(139.105)	(19.773)	-	(158.878)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	9.629	176.848	-	186.477
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.562.288	826.099	-	2.388.387
Receitas financeiras	112.397	21.977	-	134.374
Despesas financeiras	(303.419)	(97.417)	-	(400.836)
LUCRO OPERACIONAL	1.371.266	750.659	-	2.121.925
Imposto de renda e contribuição social	(354.870)	(147.713)	-	(502.583)
LUCRO DO PERÍODO	1.016.396	602.946	-	1.619.342

34 Instrumentos Financeiros

34.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Controladora	NE		31.12.2021		31.12.2020	
	nº	Nível	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.122.475	1.122.475	763.501	763.501
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	95.528	95.528	110.615	110.615
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	8.2	3	102.220	102.220	81.202	81.202
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	10	3	2.907	2.907	23.308	23.308
			1.323.130	1.323.130	978.626	978.626
Custo amortizado						
Clientes (a)	7		378.594	378.594	364.742	364.742
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	8.1		730.851	828.673	671.204	763.070
			1.109.445	1.207.267	1.035.946	1.127.812
Total dos ativos financeiros			2.432.575	2.530.397	2.014.572	2.106.438
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Mútuo (a)	13		426.387	426.387	-	-
Fornecedores (a)	19		565.105	565.105	427.845	427.845
Empréstimos e financiamentos (f)	20		1.433.138	1.248.464	1.470.771	1.346.096
Debêntures (g)	21		3.900.443	3.900.443	3.025.604	3.025.604
Contas a pagar vinculadas à concessão (h)	25		59.360	51.880	53.428	47.481
			6.384.433	6.192.279	4.977.648	4.847.026
Total dos passivos financeiros			6.384.433	6.192.279	4.977.648	4.847.026

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

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

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

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

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2021		31.12.2020	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.929.858	1.929.858	1.509.740	1.509.740
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	14.571	14.571	-	-
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	335.783	335.783	289.480	289.480
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	8.2	3	102.220	102.220	81.202	81.202
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	10	3	2.907	2.907	23.308	23.308
			2.385.339	2.385.339	1.903.730	1.903.730
Custo amortizado						
Clientes (a)	7		744.006	744.006	853.442	853.442
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (d)	8.1		730.851	828.673	671.204	763.070
			1.474.857	1.572.679	1.524.646	1.616.512
Total dos ativos financeiros			3.860.196	3.958.018	3.428.376	3.520.242
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Mútuo (a)	13.1		-	-	33.575	33.575
Fornecedores (a)	19		819.053	819.053	701.022	701.022
Empréstimos e financiamentos (f)	20		2.917.315	2.506.509	2.389.723	2.179.626
Debêntures (g)	21		4.503.216	4.503.216	3.618.896	3.618.896
Contas a pagar vinculadas à concessão (h)	25		59.360	51.880	53.428	47.481
Total dos passivos financeiros			8.298.944	7.880.658	6.796.644	6.580.600

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

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

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

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

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Os ativos têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.3 destas demonstrações financeiras.
- Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- O valor justo dos ativos e passivos equivale ao seu valor contábil conforme NE nº 4.14 destas demonstrações financeiras.
- Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, DI + Spread de 1,38%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2021, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.

- h)** Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,75% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

34.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

34.2.1 Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de cliente ou contraparte em instrumento financeiro, resultantes da falha desses em cumprir com suas obrigações contratuais.

Exposição ao risco de crédito	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.122.475	763.501	1.929.858	1.509.740
Títulos e valores mobiliários (a)	95.528	110.615	350.354	289.480
Clientes (b)	378.594	364.742	744.006	853.442
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (c)	730.851	671.204	730.851	671.204
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	102.220	81.202	102.220	81.202
	2.429.668	1.991.264	3.857.289	3.405.068

- a)** A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Companhia e suas controladas. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando os consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que 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.
- d)** 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 VNR, para fins de indenização. Mais recentemente, em julho de 2021, foi publicada a Resolução Normativa nº 942/2021 disciplinando a apuração destes valores por meio da apresentação de laudos de avaliação a serem elaborados por empresas credenciadas. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.

34.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

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

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

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

As tabelas a seguir demonstram 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 2026, repetem-se os indicadores de 2025 até o horizonte da projeção.

Controladora	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2021							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	19.378	38.334	172.342	825.473	922.327	1.977.854
Debêntures	NE nº 21	62.223	10.590	1.050.948	3.522.980	585.454	5.232.195
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	464	935	4.306	23.395	152.982	182.082
Fornecedores	-	273.975	199.051	26.076	66.003	-	565.105
Mútuo	NE nº 13	-	-	-	487.807	-	487.807
		356.040	248.910	1.253.672	4.925.658	1.660.763	8.445.043

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

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
31.12.2021							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	36.074	75.397	327.616	1.539.410	2.234.468	4.212.965
Debêntures	NE nº 21	65.870	17.793	1.135.378	3.897.388	1.096.124	6.212.553
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	464	935	4.306	23.395	152.982	182.082
Fornecedores	-	509.413	215.873	27.764	66.003	-	819.053
		611.821	309.998	1.495.064	5.526.196	3.483.574	11.426.653

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 20.4 e 21.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

Em 31.12.2021, a Copel GeT apresentou capital circulante líquido negativo de R\$ 657.278 no balanço da Controladora (R\$ 568.410 em 31.12.2020) e positivo de R\$ 62.732 no balanço consolidado (R\$ 121.412 em 31.12.2020). A Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, destacando-se: adequação do programa de investimentos da Companhia, manutenção das ações de redução de custos e alongamento da dívida, já previsto pela Administração.

34.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

a) **Risco cambial - euro**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio com reflexos no valor justo das operações com instrumentos financeiros derivativos de compra a termo de moeda sem entrega física (NDF - *Non Deliverable Forward*). Estes derivativos foram contratados tendo em vista que nos contratos de fornecimento dos aerogeradores das empresas do complexo eólico Jandaíra, controladas pela Copel GeT, estão previstas parcelas de desembolso em Euro. Eventuais ganhos e perdas são reconhecidos no resultado da Companhia.

Baseado nos valores nominais de € 2.200 de euros, em aberto na data destas demonstrações financeiras, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo ativo registrado está apresentado na NE nº 10.

Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da exposição à variação da cotação do Euro (€).

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável consideraram-se os saldos efetivamente realizados

Controladora e Consolidado	Variação na taxa cambial	Base 31.12.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) em operações com instrumentos financeiros derivativos	Elevação	2.907	996	(a)	(a)
	Queda	2.907	996	(a)	(a)

(a) Cenários projetados não avaliados. Valor provável reflete o valor da liquidação da operação, ocorrida em 10.03.2022.

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas, por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores, que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável consideraram-se os saldos com a variação dos indicadores (CDI/Selic – 12,25%, IPCA – 5,56% e TJLP – 6,55%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2022 do Relatório Focus do Bacen de 18.02.2022, exceto o IGP-DI e a TJLP, que consideram a 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.

Controladora Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base 31.12.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	95.528	10.986	8.244	5.493
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	730.851	40.635	30.476	20.318
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	102.220	-	-	-
		928.599	51.621	38.720	25.811
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
BNDES	Alta TJLP	(1.012.724)	(66.290)	(82.862)	(99.435)
BNDES	Alta IPCA	(348.305)	(19.366)	(24.207)	(29.049)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(72.109)	(4.720)	(5.900)	(7.080)
Debêntures	Alta CDI/Selic	(3.003.652)	(367.947)	(459.934)	(551.921)
Debêntures	Alta IPCA	(896.791)	(49.862)	(62.327)	(74.792)
Mútuo	Alta CDI	(426.387)	(52.232)	(65.291)	(78.349)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(59.360)	(3.300)	(4.126)	(4.951)
		(5.819.328)	(563.717)	(704.647)	(845.577)

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

Consolidado Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base 31.12.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	350.354	40.291	30.235	20.145
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	730.851	40.635	30.476	20.318
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	102.220	-	-	-
		1.183.425	80.926	60.711	40.463
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
BNDES	Alta TJLP	(1.864.177)	(122.023)	(152.529)	(183.035)
BNDES	Alta IPCA	(348.305)	(19.366)	(24.207)	(29.049)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(626.043)	(76.690)	(95.863)	(115.035)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(72.109)	(4.720)	(5.900)	(7.080)
Outros	Sem Risco	(6.681)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(3.003.652)	(367.947)	(459.934)	(551.921)
Debêntures	Alta IPCA	(1.399.324)	(77.802)	(97.253)	(116.704)
Debêntures	Alta TJLP	(100.240)	(6.561)	(8.202)	(9.842)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(59.360)	(3.300)	(4.126)	(4.951)
		(7.479.891)	(678.409)	(848.014)	(1.017.617)

34.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, 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.

Desde setembro de 2020, o Sistema Interligado Nacional vem apresentando o pior histórico de Energias Naturais Afluentes ao agregado de seus aproveitamentos. O Ministério de Minas e Energia de demais órgãos do setor estão trabalhando para mitigação de riscos de racionamento, com destaque para um elevado despacho termoeletrico fora da ordem de mérito de custo, bem como a flexibilização de restrições à operação hidrelétrica do sistema. Adicionalmente, considerando a forte geração eólica no Nordeste e a geração de biomassa no Sudeste, estima-se que o risco de falta energia em 2021 e 2022 seja minimizado, conforme as informações oficiais publicadas até o momento.

De forma a mitigar o risco de atendimento à demanda instantânea, o MME está fazendo gestão sobre os grandes consumidores de energia no sentido de migrar seus consumos dos períodos de maior demanda. O que, de modo geral, significa transferir a produção para as madrugadas. Isso garante o atendimento aos consumidores com maior economicidade, visto que a operação em períodos de elevada demanda instantânea é muito cara.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança, nas projeções de curto prazo, mediante autorização de despacho de geração térmica fora da ordem de mérito de custo pelo ONS, que por sua vez vem despachando os montantes necessários à uma operação segura ao Sistema Interligado Nacional

Embora os estoques nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos responsáveis pelo planejamento da operação do sistema, quando combinados com outras variáveis, como vazões afluentes, geração eólica e solar, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

34.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que deve sua existência ao entendimento, à época, de haver necessidade de operação centralizada associada a preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre sua produção, cada usina recebe determinada quantidade virtual de energia a qual pode ser comprometida por meio de contratos. Esse valor, que possibilita registros de contratos, é conhecido como Garantia Física - GF e também é calculado centralmente. Diferentemente do PLD, que é calculado semanalmente, a GF é recalculada, por lei, a cada cinco anos, com limite de aumento ou redução, restringido a 5% por revisão ou a 10% no período da concessão.

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês, a Companhia poderá saber se necessitará lastrear seus contratos com compras.

Sempre que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos, será necessário efetuar compra no curto prazo. No entanto, para a situação em que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for maior que o total dos contratos, será recebida a diferença valorada ao PLD.

As baixas aflúncias registradas desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos bem como a recompra oportuna de energia intra-anual, abordagens atualmente adotadas pela Companhia.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHs Mauá, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

34.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, era disciplinada pela Lei nº 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 nova lei, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 36 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e empreendimentos de transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou as receitas iniciais para os empreendimentos de geração (RAG – Receita Anual de Geração) e transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

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

Em 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 18 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

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 (NE nº 1b).

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), que terá sua concessão vencida em 2024, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de, caso os estudos realizados pela Copel GeT apontem para a vantagem da operação, alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

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

Em relação a concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia aguarda a conclusão do processo, que se encontra em trâmite na Aneel e no MME, para celebração de eventual Termo Aditivo. A usina encontra-se em processo de modernização e terá como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta.

Conforme a nova lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até janeiro de 2024 e das UHEs Guaricana e Chaminé até julho e agosto de 2025, respectivamente. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

A Copel GeT não tem nenhuma concessão de transmissão a vencer nos próximos dez anos.

34.2.7 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagas (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária). Este mercado atualmente é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). Proveniente do resultado da chamada pública realizada em 2021, a Compagas assinou novo contrato com a Petrobrás para suprimento de gás natural, com vigência de 2022 a 2025, que possibilitara atender a demanda que estava descontratada para 2022, bem como parte da demanda estimada entre 2023 a 2025. Já a UEG Araucária negocia e celebra contratos de gás natural de curta duração por não ter energia elétrica gerada contratada no ambiente regulado.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, tem-se o programa Novo Mercado de Gás coordenado pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica, a Agência Nacional do Petróleo e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cuja finalidade é a abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial. Este programa está avançando, mas ainda requer aperfeiçoamento da regulação do setor.

No mercado atual do gás natural já possui oferta de gás natural crescente e fontes diversificadas, tendo-se como alternativas a importação de gás da Bolívia, importação de gás natural liquefeito (GNL), utilização de gás natural explorado em bacias *onshore* e maior aproveitamento de gás natural do pré-sal o qual possui grandes volumes a serem explorados. O grande desafio do setor ainda se concentra na viabilização do acesso de novos produtores e comercializadores à infraestrutura e ao mercado consumidor, atualmente majoritariamente atendido pela Petrobras.

Em relação à malha de transporte, as mudanças na regulação possibilitam o acesso de novos carregadores aos gasodutos, através de chamadas públicas oportunamente realizadas pela TBG (transportador do Gasbol) que tem como finalidade ofertar a contratação de capacidade no gasoduto. Além disso, é relevante destacar a periódica atualização do Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) coordenado pela EPE, que proporcionam uma visão de melhor estruturação do setor de transporte de gás natural e planejamento adequado para atendimento às demandas atuais e futuras, ainda que para estas últimas sejam necessários expressivos investimentos.

Adicionalmente, foi sancionada a nova lei do gás, Lei nº 14.134/2021, que substitui a Lei nº 11.909/2009, representando mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão, tendo em vista que traz mais celeridade aos processos de autorização, implantação e ampliação de novos empreendimentos, bem como possibilidade de acesso de terceiros às infraestruturas existentes.

Uma eventual escassez no fornecimento de gás poderia implicar em prejuízos à Copel em razão de redução de receita com o serviço de distribuição de gás natural pela Compagas, bem como de eventual penalização advinda do descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, considera-se baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

34.2.8 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo consolidado registrado no passivo referente a não performance está demonstrado na NE nº 27.

34.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar base sólida de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter também equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

34.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Empréstimos e financiamentos	1.433.138	1.470.771	2.917.315	2.389.723
Debêntures	3.900.443	3.025.604	4.503.216	3.618.896
(-) Caixa e equivalentes de caixa	1.122.475	763.501	1.929.858	1.509.740
(-) Títulos e valores mobiliários	95.528	110.615	350.354	289.480
Dívida líquida	4.115.578	3.622.259	5.140.319	4.209.399
Patrimônio líquido	12.662.223	10.732.735	12.873.586	10.825.875
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,33	0,34	0,40	0,39

35 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo/Despesa	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Controladores								
Estado do Paraná - Empregados cedidos (a)	1	58	-	-	-	-	-	-
Companhia Paranaense de Energia								
Dividendos e Juros sobre capital próprio	-	-	638.378	769.108	-	-	-	-
Contratos de Mútuo (NE nº 13)	-	-	-	33.575	-	-	(67)	(530)
Entidades com influência significativa (b)								
BNDES e BNDESPAR - Financiamentos (NE nº 20)	-	-	2.196.921	2.281.818	-	-	(172.748)	(149.114)
Debêntures (NE nº 21) (c)	-	-	231.071	239.249	-	-	(32.249)	(25.891)
Entidades sob controle comum								
Copel Distribuição S.A.								
Suprimento de energia elétrica	4.755	4.584	-	-	43.425	41.643	-	-
Rede básica e de conexão	28.445	29.124	-	-	345.154	306.786	-	-
Sistema de distribuição	-	-	1.198	612	-	-	(6.377)	(4.710)
Consumo de energia	-	-	506	89	-	-	(5.255)	(2.540)
Copel Telecomunicações S.A.								
Serviços de telecomunicações	-	-	-	568	-	-	(4.243)	(5.836)
Copel Comercialização S.A.								
Suprimento de energia elétrica	192.175	119.803	-	-	2.302.928	1.365.689	-	-
Energia elétrica para revenda	-	-	139.788	5.186	-	-	(1.146.038)	(91.643)
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. (d)	1.035	927	-	-	11.820	11.010	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Caiuá Transmissora de Energia - Dividendos	2.150	4.443	-	-	-	-	-	-
Serviços de operação e manutenção (e)	279	260	-	-	3.268	3.100	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	11	9	-	-	(164)	(167)
Integração Maranhense Transmissora - Dividendos	2.274	3.806	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	47	38	-	-	(727)	(737)
Matrinchã Transmissora de Energia - Dividendos	10.091	34.460	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	280	237	-	-	(4.261)	(4.109)
Guaraciaba Transmissora de Energia - Dividendos	27.198	16.281	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	126	105	-	-	(1.958)	(1.937)
Paranaíba Transmissora de Energia - Dividendos	4.973	-	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	187	156	-	-	(2.905)	(2.979)
Cantareira Transmissora de Energia - Dividendos	6.718	6.547	-	-	-	-	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	153	113	-	-	(2.190)	(2.148)
Mata de Santa Genebra Transmissora								
Prestação de serviços e compartilhamento de estruturas(f)	1.473	4.034	-	-	18.795	17.636	-	-
Encargos de uso do sistema de transmissão	-	-	233	223	-	-	(4.058)	(2.600)
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (g)	15	13	2.745	1.436	164	162	(16.239)	(17.078)
Foz do Chopim Energética Ltda. (h)	518	214	-	-	3.010	2.537	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 31.2)	-	-	-	-	-	-	(6.377)	(6.099)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	-	-	-	-	(407)	(332)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	35.593	-	-	-	(3.040)	(285)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	385.896	432.158	-	-	-	-
Lactec (i)	-	-	1.373	1.825	-	-	(3.567)	(2.248)
Companhia de Saneamento do Paraná (j)								
Água tratada, coleta e tratamento de esgoto	-	-	436	582	-	-	(6.804)	(5.256)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	477	620	-	-
Simepar (k)	-	-	547	571	-	-	(8.361)	(6.279)
Celepar (l)	-	-	-	2	-	-	(8)	(40)

- a) Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- b) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel.
- c) O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel (NE nº 21).

- d)** Contrato de operação e manutenção do CEFSC - Complexo Energético Fundão Santa Clara, com vencimento em 1º.10.2021, firmado entre a Copel GeT e a Elejor.
- e)** Contrato firmado entre a Copel GeT e a Caiuá Transmissora de Energia, com vencimento em 10.05.2026.
- f)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria, encerrados em novembro de 2020 e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- g)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT e suas subsidiárias, com vencimentos a partir de 17.08.2031 até 21.07.2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- h)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2025, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- i)** O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT e UEGA, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.
- j)** Entidade de economia mista controlada pelo Estado do Paraná.
- k)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de umidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- l)** Contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado)

As transações relevantes com partes relacionadas estão demonstradas acima. As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores e as demais transações são registradas de acordo com os preços de mercado praticados pela Companhia.

A Copel GeT tem contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmado com partes relacionadas, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Nas operações entre a Copel GeT e suas subsidiárias, tanto os saldos das transações existentes em 31.12.2021 quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Adicionalmente, a Copel GeT e suas controladas possuem contratos com a Copel Comercialização e com a Dona Francisca que totalizam R\$ 357.178 em compromissos de compra (R\$ 44.896 em 31.12.2020) e R\$ 6.459.048 (R\$ 6.080.358 em 31.12.2020) em compromissos de venda de energia.

No que diz respeito à remuneração do pessoal chave da administração, a Companhia não possui obrigações adicionais além dos benefícios de curto prazo divulgados no quadro acima e nas notas explicativas referenciadas.

35.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel GeT e pela Copel na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros dos empreendimentos controlados em conjunto são informados a seguir:

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação	Valor da fiança
(1) Caiuá Transmissora (b)	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	34.887	49,0	5.956
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	95.734	49,0	46.910
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	393.860		(c)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	315.771	49,0	154.728
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	129.481		63.446
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	381.197		186.787
(7) Matrinchã Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	219.345	49,0	(c)
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	143.274		(d)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	60.694	49,0	(c)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	211.926	50,1	106.175
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000	1.511.366		757.194
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	445.168	24,5	(c)
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	95.868		23.488
						1.344.684

(a) Saldo da dívida bruta, descontado do caixa restrito que já está garantido pelas próprias empresas.

(b) Instrumento de garantia com valor fixo, conforme previsão contratual e manifestação formal da instituição financeira.

(c) Para estes contratos a fiança corporativa e/ou a carta fiança foram exoneradas permanecendo somente a garantia de penhor de ações da Copel GeT.

(d) As garantias a serem prestadas na 3ª emissão só serão apresentadas depois do vencimento das Debêntures da 2ª emissão e do Financiamento com o BNDES.

Carta fiança, prestada pela Copel GeT: (1)

Fiança corporativa prestado pela Copel: (2) (4) (5) (6) (10) (11) (13)

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT em todos os empreendimentos.

36 Compromissos

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

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Contratos de compra e transporte de energia	8.800.986	9.703.010
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	-	12.062
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	147.682	330.257
Construção da PCH Bela Vista	-	23.717

37 Seguros

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

Consolidado	Término	Importância
Apólice	da vigência	segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	30.05.2022	2.250.207
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2023	2.196.012
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2022	1.892.320
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	22.01.2023	1.594.472
Riscos Nomeados	24.08.2022	1.337.492
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2022	743.616
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2022	699.136
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2022	510.557
Seguro D&O (a)	28.03.2023	139.513
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2022	96.822

(a) Os valores das importâncias seguradas do Seguro D&O e de Riscos Operacionais - UEG Araucária foram convertidos de dólar para real com a taxa de R\$ 5,5805, do dia 31.12.2021.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro de responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, seguro aeronáutico e riscos diversos. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

38.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de aquisições de imobilizado apresentadas na NE nº 16.2, R\$ 10.403 (R\$ 891 em 31.12.2020) na Controladora e R\$ 17.047 (R\$ 15.627 em 31.12.2020) no Consolidado correspondem às compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 26.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridas no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 39.811 na Controladora e R\$ 39.873 no Consolidado (R\$ 20.462 em ambos, em 31.12.2020), sendo que tais reconhecimentos tiveram como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

Conforme a NE nº 1.2, do valor total da contraprestação pela aquisição do Complexo Vilas, R\$ 19.448 serão pagos em 2022.

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

Curitiba, 29 de março de 2022

Moacir Carlos Bertol
Diretor Geral

Adriano Fedalto
Diretor Administrativo e de Participações

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de
Relações com Investidores

Carlos Frederico Pontual Moraes
Diretor de Operação e Manutenção de
Geração e Transmissão

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais

Ronaldo Bosco Soares
Contador - CRC PR-043819/O-0

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
Copel Geração e Transmissão S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Copel Geração e Transmissão S.A. (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações de resultados, de resultados abrangentes, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Copel Geração e Transmissão S.A. em 31 de dezembro de 2021, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Provisões para litígios e passivo contingente

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.10 e nº 28 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas são parte em diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes tribunais. Com base em avaliações feitas pelos seus assessores jurídicos, a Diretoria reconhece uma provisão para aqueles processos cujas perdas são consideradas prováveis. A Diretoria da Companhia entende que não é viável fornecer informações sobre o tempo esperado de eventuais saídas de caixa decorrentes desses processos judiciais em que a Companhia e suas controladas estejam envolvidas, devido ao ritmo lento e à imprevisibilidade dos sistemas jurídicos, fiscais e regulatórios brasileiros, considerando que a resolução final do processo para o qual foi reconhecida uma provisão depende da conclusão dos procedimentos dos tribunais.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do julgamento necessário para determinar os prognósticos de perda, a subjetividade para mensurar a provisão para litígios e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, sendo necessário a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia e de suas controladas e a análise de jurisprudências aplicáveis e individualizadas dos processos pela Diretoria.

Para responder este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as provisões para litígios e avaliação de passivo contingente, incluindo aqueles sobre a integridade e a revisão de processos novos e em andamento, bem como controles sobre a mensuração de potenciais perdas; (b) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles gerais de tecnologia da informação dos sistemas informatizados utilizados pela Diretoria para monitorar e avaliar os processos em andamento; (c) teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Diretoria para determinação dos prognósticos de perda e mensuração de potenciais perdas; (d) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e internos dos processos quanto à classificação do prognóstico do risco de perda para a Companhia e suas controladas, incluindo o valor envolvido; (e) leitura das atas de reuniões do Conselho de Administração e da Diretoria para evidência de eventuais contingências não divulgadas ou provisões não reconhecidas (f) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Diretoria no desenvolvimento dessas estimativas, contando com o auxílio de nossos especialistas tributários e ambientais; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que as provisões para litígios estimadas pela Diretoria, assim como as respectivas divulgações das provisões e passivo contingente, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

Conforme descrito na nota explicativa nº 1(b) às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, no reconhecimento dos efeitos referentes à repactuação do risco hidrológico estabelecida pela Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 e cuja metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação foram estabelecidas pela Resolução Normativa Aneel nº 895, foram exercidos julgamentos no desenvolvimento e na aplicação de política contábil e mensuração a valor justo do ativo intangível, considerando a melhor estimativa da Companhia.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude desses julgamentos exercidos pela Diretoria na aplicação dos pronunciamentos contábeis para a definição da existência do ativo intangível e seu reconhecimento a valor justo e correspondente impacto no resultado da Companhia.

Para responder este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre

outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo da Diretoria para mensurar o valor justo do ativo a ser reconhecido nas demonstrações financeiras; (b) avaliação da política contábil e a correspondente metodologia definida pela Diretoria para mensurar o valor justo (modelo de fluxo de caixa descontado); (c) avaliação das principais premissas de negócio utilizadas no modelo de fluxo de caixa descontado, mais especificamente relacionados à receita projetada e aos custos estimados; (d) avaliação sobre o período de competência do reconhecimento do ativo e receita proveniente da repactuação; (e) avaliação sobre a contabilização como ativo intangível e o resultado registrado em outras receitas operacionais; (f) o envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade e auditoria para nos auxiliar na avaliação da política contábil e a correspondente metodologia definida pela Diretoria para mensurar o valor justo, assim como na avaliação do período de competência do reconhecimento; e (g) avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que o reconhecimento do ativo intangível as respectivas divulgações sobre a repactuação do risco hidrológico são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Ênfase

Assuntos relacionados à COVID-19

Chamamos a atenção para a nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, na qual a Companhia descreve os efeitos e potenciais efeitos da COVID-19 em suas operações, bem como as ações planejadas e as ações tomadas até o momento. Nossa opinião não contém ressalva relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (“DVA”) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho

realizado, concluímos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Diretoria da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Diretoria pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e de suas controladas. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as

divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Curitiba, 29 de março de 2022

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 “F” PR

Jonas Dal Ponte
Contador
CRC nº RS 058908/O-1

RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

1. APRESENTAÇÃO E INFORMAÇÕES GERAIS

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE da Copel está previsto na Seção I do Capítulo V do Estatuto Social, sendo composto por 03 (três) a 05 (cinco) membros escolhidos pelo Conselho de Administração, eleitos e destituíveis por tal órgão, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas. Na composição do CAE são observados os seguintes parâmetros:

- I. ter a maioria de membros independentes nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016;*
- II. no mínimo, 01 (um) membro com experiência profissional reconhecida em assuntos de contabilidade societária, auditoria e finanças, que o caracterize como “especialista financeiro” nos termos da legislação vigente;*
- III. no mínimo 01(um) dos membros do Comitê deverá ser integrante do Conselho de Administração;*
- IV. no mínimo 01(um) dos membros do Comitê não será membro do Conselho de Administração e deverá ser escolhido dentre pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica; e*
- V. o Presidente do Comitê deverá ser membro do Conselho de Administração.*

As características, composição, funcionamento e competências do Colegiado são estabelecidas em Regimento Interno específico. Esse Comitê assessora e reporta-se ao Conselho de Administração - CAD, ao qual está diretamente vinculado.

Dentre as principais atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário estão a de zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de Auditoria Independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; pela atuação e qualidade do trabalho da Auditoria Interna e pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

Desde 2019, o CAE conta com plano de trabalho para apoiar suas atividades. Inicialmente, o plano foi desenvolvido pela consultoria *PricewaterhouseCoopers* - PwC, em conjunto com a Auditoria Interna da Copel. No desenvolvimento do plano foram consideradas a legislação vigente, normativas internas e boas práticas de mercado. Para estudo e desenvolvimento desse plano, a PwC utilizou a seguinte metodologia de trabalho: mapeamento das responsabilidades do CAE; plano para atender as responsabilidades; referências de *benchmarks*; aspectos sobre treinamentos e discussões com o Colegiado. Como resultado, a consultoria apresentou plano de trabalho listando as exigências e recomendações para atuação do CAE, bem como cronograma para execução dessas atividades ao longo de um ano. A estrutura desse cronograma contempla os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei nº 13.313/2016, à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOx 301/407, à Instrução CVM 509/2011, e a boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão e a distribuição desses temas ao longo do ano.

Em 2021, por solicitação do CAE, houve um trabalho de reestruturação do plano de trabalho, com vistas ao seu aprimoramento, com apoio da consultoria Ernst & Young – EY, em conjunto com a assessoria do CAE, Auditoria Interna da Copel e Secretaria de Governança Societária – SEC. A reestruturação considerou a legislação vigente, Estatuto Social, demais normativas internas e boas práticas de mercado. A metodologia de trabalho incluiu: revisão das responsabilidades do CAE; forma de atendimento das responsabilidades; referências de *benchmarks*; interações com Auditoria Interna da Copel e Secretaria de Governança Societária e discussões com o Colegiado. Como resultado, considerando o relatório apresentado pela consultoria, foi elaborado o Plano de Trabalho Anual do CAE 2022, incluindo cronograma detalhado dos assuntos a serem tratados e a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei nº 13.313/2016, à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOx 301/407, à Instrução CVM 509, e a boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão e a distribuição desses temas ao longo do ano de forma a otimizar a agenda do colegiado.

O Plano de Trabalho Anual do CAE 2022 traz 20 temas principais, distribuídos em 86 pautas fixas ao longo do ano, distribuídas em suas 12 reuniões ordinárias.

A auditoria independente, atualmente *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes - Deloitte*, é responsável pela auditoria das Demonstrações Contábeis e deve assegurar que essas apresentem, de forma adequada, a posição patrimonial e financeira da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, CTE¹, COM, SERVIÇOS e Eólicas) e controladas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a legislação societária brasileira, as normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, já adequadas aos padrões internacionais de contabilidade, e as normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel. Além disso, a Deloitte também é responsável por avaliar o ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais uma vez que essas são sujeitas à lei americana *Sarbanes-Oxley - SOx*.

O Comitê de Auditoria Estatutário elaborará, anualmente, o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário, contendo as seguintes informações: (i) suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; (ii) avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; (iii) descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando aquelas não acatadas e justificativas para tanto; (iv) avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando, inclusive, o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e (v) avaliação das demonstrações contábeis e financeiras, com ênfase na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil e no exterior, além do cumprimento de normas editadas por agências reguladoras, registrando as divergências e eventuais deficiências.

2. HISTÓRICO DA COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Criado inicialmente para adequação da Companhia às exigências contidas na Lei *Sarbanes-Oxley - Sox*, que regulamenta a atuação das empresas abertas que possuem ações em negociação na bolsa de valores NYSE dos Estados Unidos, o Comitê de Auditoria, vinculado ao Conselho de Administração, atua desde maio/2005. Com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada na 195ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, de 07.06.2017, o Colegiado passou a se denominar Comitê de Auditoria Estatutário - CAE.

Em 11.03.2021, com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada pela 201ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, o Comitê de Auditoria Estatutário teve alteração, quando passou a ser permitida a composição entre 03 (três) a 05 (cinco) membros, desde que a maioria destes se enquadrasse nos critérios de independência nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016; que no mínimo, 01 (um) membro apresentasse experiência profissional reconhecida em assuntos de contabilidade societária, auditoria e finanças, que o caracterize como “especialista financeiro” nos termos da legislação vigente; que no mínimo 01(um) dos membros fosse integrante do Conselho de Administração; no mínimo 01(um) do membro externo, escolhido dentre pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica; e que o Presidente do Comitê fosse membro do Conselho de Administração.

Em 2021, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato 2021/2023: Conselheiros Marco Antônio Barbosa Cândido (como Presidente), Carlos Biedermann (como especialista financeiro) e Luiz Cláudio Maia Vieira (profissional externo), todos membros independentes, em conformidade com a Lei Federal nº 13.303/2016, e que atendem aos requisitos de independência impostos pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e pela *New York Stock Exchange - NYSE*.

Considerando a necessidade do Comitê de Auditoria Estatutário – CAE, de disponibilização de profissional interno, com dedicação exclusiva, para assessorá-lo no desempenho de suas atribuições, foi deliberado na 226ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário – CAE, de 06.11.2020, a designação do assessor do CAE da Copel, Adilson Dvulathca (registro 49438), conforme a Circular-058/2020, de 10.11.2020.

3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2021

3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

As pautas das reuniões realizadas em 2021 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado para o Comitê

¹ Ver NE nº 41, em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A.

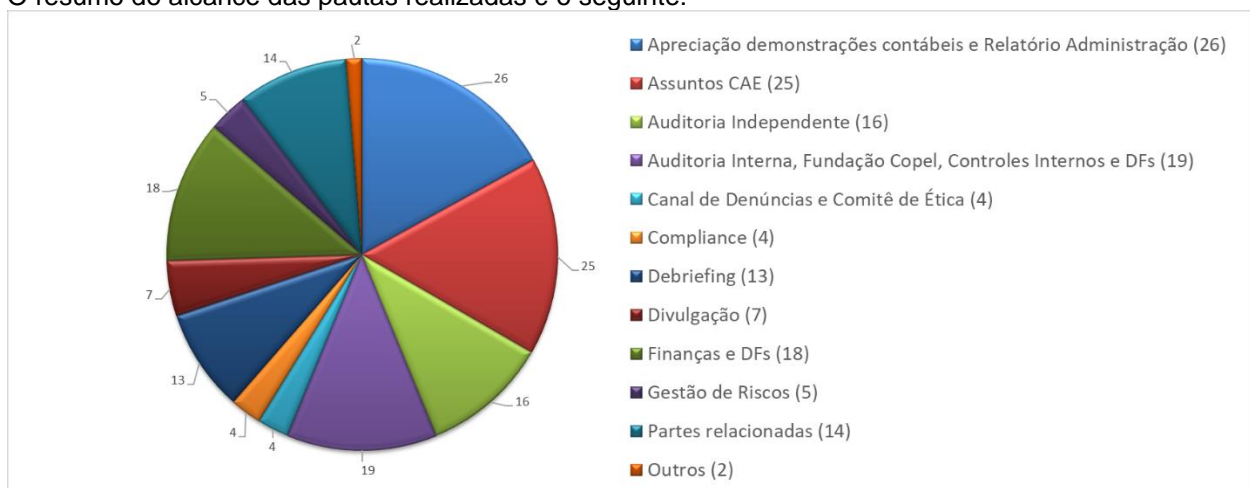
de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para a discussão do Colegiado ao longo do ano, distribuídos em, no mínimo, 12 reuniões: apreciação de informações contábeis; auditoria externa; canal de comunicação confidencial; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários; partes relacionadas; regimento interno CAE e normativas internas da Copel relativas ao CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2021, foram realizadas 20 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, que contemplaram 153 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Gerentes, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo CAE foram devidamente formalizadas em atas. Foram relatados, mensalmente, nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração - CAD, os principais temas tratados nas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da Companhia e suas subsidiárias, controladas e coligadas, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram registrados de forma resumida nas atas do Conselho de Administração.

PAUTAS POR TEMAS:

O resumo do alcance das pautas realizadas é o seguinte:



3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2021, foram contempladas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 16 pautas com participação da Auditoria Independente. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente Deloitte para o Formulário 20-F, de 2020; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2021; controles internos; a análise dos assuntos significativos endereçados pelo Auditor Independente; o monitoramento de status dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências apontadas pela auditoria independente, ao longo do período de 2021; contratação de serviços adicionais relacionados à Auditoria Independente da Copel Distribuição S.A.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência dos auditores independentes. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Independente concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

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

3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS e RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

No decorrer de 2021, foram realizadas 26 pautas, sendo que em todas foram apreciadas as demonstrações contábeis e em 9 pautas, o Relatório da Administração. Essas pautas abordaram a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2020; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2021; a Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2020 e para Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade.

O Comitê discutiu com os Auditores Independentes os resultados dos trabalhos, os Principais Assuntos de Auditoria descritos em seu relatório e as suas conclusões sobre a auditoria das referidas demonstrações financeiras, cuja opinião se apresenta sem ressalvas. Os principais pontos discutidos também se relacionaram com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e, ainda, com recomendações e demais apontamentos nos relatórios de controles internos e apresentação das demonstrações financeiras. O Comitê verificou que as Demonstrações Financeiras da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais e controladas - estão apropriadas em relação às práticas contábeis e à legislação societária brasileira, bem como às normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel², bem como às normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, e das normas emitidas pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e *Lei Sarbanes-Oxley - SOx*.

3.4. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2021, foram tratadas 19 pautas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê fez o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna e a verificação de suas recomendações, aprovou o Relatório Anual de Atividades da Auditoria Interna - Raint 2020 e o Plano Anual da Auditoria Interna - Paint 2020/2021; e teve ciência da avaliação da Auditoria Interna sobre a Gestão de Riscos na Companhia e sobre os trabalhos relativos à *Lei Sarbanes-Oxley - SOx*.

Na 240ª Reunião, de 13.07.2021, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito dos Planos Previdenciários patrocinados pela Copel e administrados pela Fundação Copel e os impactos da pandemia Covid-19 na Carteira de Investimentos da Fundação Copel. Na 248ª Reunião, de 07.12.2021, a Fundação Copel apresentou o acompanhamento dos Planos Previdenciários.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência da auditoria interna. Em decorrência, o Comitê de Auditoria

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

3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2021, foram tratadas 8 pautas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê recebeu reporte dos trabalhos relativos a controles internos; e recebeu a atualização do status de auditoria, pela Deloitte, desses Controles Internos.

A metodologia adotada pela Companhia para a análise dos controles internos está em consonância com a estrutura do *Internal Control - Integrated Framework*, definido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*, e com a *Lei Sarbanes-Oxley - SOx*. A Administração da Companhia é responsável pela implantação de políticas, procedimentos, processos e práticas de controles internos que propiciem a salvaguarda de ativos, o tempestivo reconhecimento de passivos, a aderência às regras e a integridade e precisão das informações. A Auditoria Interna é responsável por aferir o grau de atendimento ou observância, por todas as áreas da Companhia, dos procedimentos e práticas de controles internos e que esses se encontrem em efetiva aplicação.

² Ver NE nº 41, em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A.

O Colegiado também estimulou e validou a criação de instrumentos de controle (Políticas Internas, Normas Administrativas, entre outros) para assegurar o bom andamento das atividades da Companhia, inclusive extensivos a suas empresas controladas e coligadas.

Embora o tema tenha sido tratado em pautas específicas, o assunto permeia os demais itens da pauta de trabalho do Colegiado, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

3.6. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS

No decorrer de 2021, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 4 pautas do Canal de Denúncias. Essas pautas abordaram o acompanhamento do Canal de Denúncias e o acompanhamento ao longo do ano, em reuniões específicas, acerca de denúncias recebidas pelo Canal que tiveram, em função de sua natureza, tratamento mais intensivo de investigação através da Auditoria Interna.

Trimestralmente é apresentado ao CAE o Acompanhamento do Canal de Denúncias pela área de Compliance e, mensalmente, a Auditoria apresenta as apurações relacionadas às denúncias recebidas.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à Ouvidoria e Canal de Denúncias.

3.7. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS

No decorrer de 2021, foram tratadas 5 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o reporte dos trabalhos relativos à gestão de riscos, a revisão dos riscos estratégicos e a revisão do Programa de Integridade da Companhia.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da matriz de riscos, determinou que fosse adicionada à Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos, a necessidade de análise trimestral, por parte do Comitê, e semestral por parte do Conselho de Administração, da matriz de Riscos, bem como os planos de mitigação decorrentes. Além disso, foi objeto de análise pelo comitê a revisão da Política de Gestão de Riscos da Companhia.

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

3.8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

O Comitê de Auditoria Estatutário tem como uma de suas atribuições "avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia".

No decorrer de 2021, foram tratadas 14 pautas de transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE. Essas pautas abordaram, além da recomendação para aprovação das transações em si, a revisão da Política de Transações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses e o monitoramento das operações/transações com Partes Relacionadas.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a transações com partes relacionadas.

3.9. OUTRAS ATIVIDADES

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria Estatutário tratou de outras pautas em reuniões periódicas, relacionadas aos assuntos já indicados neste relatório e demais assuntos indicados em plano de trabalho do CAE, os quais são compliance; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; monitoramento das deliberações; orçamento; e regulamentos de independência CAE. Ainda, os demais assuntos indicados também foram contemplados, quando aplicável, nas demais pautas citadas anteriormente neste relatório.

Nessas pautas tratadas, foram base Políticas Internas da Companhia como: de aplicação financeira, de investimentos, de contratação de serviços de auditoria independente, de integridade e atualização do programa de integridade.

Em relação a controladas e coligadas, o CAE, fez o monitoramento ao longo do ano em suas reuniões, conforme as atribuições definidas em seu Regimento Interno, considerando a relevância, a materialidade e os riscos dos negócios dos quais participa a Companhia.

No âmbito de sua programação para 2021, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu plano de trabalho, além de analisar os resultados das avaliações de desempenho do Colegiado.

Considerando a necessidade de disponibilização de profissional interno com dedicação exclusivo para assessor no desempenho das atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário – CAE, desde 2020 foi designado como Assessor do CAE da Copel, Adilson Dvulathca (registro 49438), conforme a Circular-058/2020, de 10.11.2020, em atendimento à deliberação da 226ª reunião, de 06.11.2020.

4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Comitê de Auditoria Estatutário reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da Companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria Estatutário emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

4.2. ALTA ADMINISTRAÇÃO - DIRETORIA EXECUTIVA E GERENTES

Para todas as reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Gerentes das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também ocorre das Gerências Executivas, através de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA

- Reporte do Comitê de Ética e Canal de Denúncias.

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do reporte periódico do Comitê de Ética e Canal de Denúncias à necessidade de registros formais com relação às advertências aplicadas pela Companhia nos casos tratados no Comitê de Ética e a possibilidade, a ser verificada pela DRC, de definir no Código de Conduta, regras para quarentena para os empregados que se desligam da Companhia.

- Elaboração e aprovação das DFs.

O Comitê de Auditoria Estatutário solicitou à Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores – DFI a análise quanto a possibilidade de ajuste no cronograma para deliberações sobre as Demonstrações Financeiras - DFs e demais temas correlatos das Subsidiárias Integrais da Copel (Holding) e deliberação das DFs da Copel (Holding).

Adicionalmente, solicitou à DFI a apresentação sobre seus projetos e oportunidades de melhorias nos processos para atendimento às necessidades da Companhia.

- Processo de licitação de serviços de Auditor Independente.

O CAE recomendou à Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores – DFI que nos processos licitatórios para contratação de serviços de auditoria independente, sejam vedação de cobrança de horas adicionais sem negociação e aprovação prévia e que a Auditoria Interna revise o processo previamente à divulgação do resultado final. O CAE acompanha a qualidade da execução do contrato de auditoria

independente, bem como as condições para sua renovação. Adicionalmente, o Comitê alinhou o *modus operandi* com a auditoria independente quanto aos prazos e cronograma de reuniões do colegiado de forma a assegurar sinergia no processo.

- Reporte trimestral sobre o monitoramento do portfólio de riscos da Companhia.
O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do monitoramento do portfólio de riscos da Companhia, a manutenção dos reportes trimestrais, e que, na próxima revisão do Portfólio, sejam revistos a probabilidade e o impacto dos riscos, a fim de melhorar a sua comparabilidade.

- Reporte dos trabalhos de cibersegurança
O Comitê de Auditoria Estatutário da Copel vem sistematicamente envidando esforços para acompanhar as melhorias promovidas pela Companhia em relação à cibersegurança. O tema é pauta periódica do colegiado em suas reuniões, tendo apoio tanto da Diretoria de Gestão Empresarial, quanto da Diretoria Reunida, Auditoria Interna e Auditoria Independente.

Os Membros do Comitê afirmaram que diversas providências foram solicitadas à Diretoria da Companhia, em especial robustez nos sistemas de controles internos da Copel e de suas Subsidiárias Integrais, acompanhamento e monitoramento mensais das deficiências apontadas pela auditoria externa, contratação de consultoria independente para auxiliar no processo de revisão dos controles internos do grupo Copel, dentre outras medidas que podem ser evidenciadas nas atas de reuniões deste Comitê.

- Auditoria Interna

O CAE recomendou à Auditoria Interna a avaliação junto à auditoria externa, Deloitte, dos requisitos necessários para que os trabalhos da Auditoria Interna possam ser utilizados pelos auditores independentes, para otimização de esforços.

Por ocasião da aprovação do PAINT, o CAE solicitou à Auditoria Interna revisão do seu “Plano de Treinamento da Auditoria Interna para 2022”, considerando as tendências de mercado e evolução do quadro de empregados da Companhia.

- Adaptação à LGPD

Por ocasião do reporte sobre as ações da Companhia para adaptação à Lei Geral de Proteção de Dados – LGPD, o CAE solicitou à D.P.O. que os eventos adversos ou extraordinários sobre a LGPD devem ser comunicados tempestivamente ao CAE e ao CAD.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Companhia - Copel (Holding) e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2021. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2021, no Relatório Anual 2021, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 22 de março de 2022.

MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
Presidente

CARLOS BIEDERMANN
Especialista Financeiro

LUIZ CLÁUDIO MAIA VIEIRA
Membro Externo

**PARECER DO CONSELHO FISCAL
SOBRE O RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO E AS DEMONSTRAÇÕES
FINANCEIRAS REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2021 E SOBRE A PROPOSTA DA
DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO
DE 2021**

Os membros do Conselho Fiscal da Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame do Relatório Anual e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas e a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2021. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos Conselheiros e discutidas com a administração previamente. Com base nos trabalhos e discussões desenvolvidos ao longo do exercício, nas análises e entrevistas efetuadas, nos acompanhamentos e esclarecimentos prestados pela Administração e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, emitido sem ressalvas, os conselheiros fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não esteja refletido nas referidas Demonstrações Financeiras e opinam que referidas Demonstrações estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 29 de março de 2022

DEMETRIUS NICHELE MACEI
Presidente

OTAMIR CESAR MARTINS

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM Nº 480/2009, em vigor a partir de 1º.01.2010, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2022 da Copel Geração e Transmissão S.A, aprovada na 221ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 08.12.2021, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão (a)	228.088
Empreendimentos Eólicos (b)	179.242
TOTAL	407.330

(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).

(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis e Complexo Eólico Vilas

Investimentos em estudo p/Futura Expansão	498.769
--------------------------------------------------	----------------

FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros	138.000
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	138.000
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	768.099
TOTAL	906.099

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT, sociedade anônima de capital aberto, categoria "B", com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 04.370.282/0001-70, para fins do disposto na Instrução CVM nº 480/2009, declaramos que:

(I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da Copel GeT relativas ao exercício findo em 31.12.2021; e

(II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel GeT, relativas ao exercício social findo em 31.12.2021.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 29 de março de 2022

Moacir Carlos Bertol
Diretor Geral

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de Relações
com Investidores

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de
Relações Institucionais

Adriano Fedalto
Diretor Administrativo e de
Participações

Carlos Frederico Pontual Moraes
Diretor de Operação e Manutenção
de Geração e Transmissão



Estas demonstrações financeiras
estão publicadas no site da Copel.
Utilize a câmera do seu smartphone
para ler o código ao lado.

