

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2021



COPEL
Companhia Paranaense de Energia



Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

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

CEP 81.200-240

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
E
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2021

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. A COMPANHIA	6
2. GESTÃO ESG (AMBIENTAL, SOCIAL E GOVERNANÇA)	11
2.1. Governança Corporativa	11
2.2. Dimensão Social	20
2.3. Dimensão Ambiental	26
2.4. Balanço Social	28
3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	31
3.1. Análise macroeconômica	31
3.2. Ambiente regulatório	31
3.3. Segmentos de Negócios	40
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	56
4.1. Receita Operacional Líquida	56
4.2. Custos e Despesas Operacionais.....	57
4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial	59
4.4. EBITDA ou LAJIDA	60
4.5. Resultado Financeiro	60
4.6. Lucro Líquido	61
4.7. Valor Adicionado	61
4.8. Endividamento	61
4.9. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio	63
4.10. Programa de Investimentos.....	63
4.11. Ações.....	64
4.12. Inadimplência de Consumidores.....	65
4.13. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE.....	66
5. PANDEMIA DE COVID-19.....	67

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

Anos desafiadores costumam evidenciar a importância de valores, de um bom planejamento e de resiliência. Em 2021, o prolongamento da pandemia do coronavírus e as adversidades enfrentadas pelo setor elétrico, especialmente a crise hídrica produziram um cenário que exigiu muito das pessoas e das empresas.

Para a Copel, foi um ano cujos excelentes resultados demonstraram a solidez de nossas ações, voltadas a cuidar das pessoas, atender bem nossos clientes, contribuir para a sociedade, proteger o meio ambiente e gerar valor para todos os nossos stakeholders. Fizemos isso ao mesmo tempo em que nos empenhamos em construir uma empresa cada vez mais eficiente, inovadora e responsável.

Ao longo do ano, avançamos em nossa estratégia em busca de uma atuação focada no *core business* da Copel, o setor de energia elétrica. Concluímos o desinvestimento da Copel Telecom, que injetou R\$ 2,5 bilhões no caixa da Companhia, e iniciamos a preparação do processo de venda da Compagas, que estimamos ser concluído em 2022. Também aderimos à repactuação do risco hidrológico, o que contribuiu com R\$ 1,6 bilhão no resultado operacional (Ebitda) consolidado e cerca de R\$ 1,0 bilhão no lucro líquido do exercício.

Esses resultados, associados a uma atuação austera, baseada em planejamento e estratégia consistentes, contribuíram para a Copel obter em 2021, o maior lucro líquido da história da Companhia: R\$ 5,0 bilhões. Pelo segundo ano consecutivo também tivemos a proposição de distribuição de dividendos robustos, o equivalente a 65% do lucro líquido ajustado, a ser apreciado pela Assembleia Geral Ordinária, conforme dispõe a nossa política de dividendos.

Ao mesmo tempo, mantivemos nosso compromisso de transformar lucro em investimentos. Em 2021, mais uma vez, cumprimos rigorosamente nosso plano de investimentos. Aplicamos R\$ 2,1 bilhões em obras de geração, transmissão e distribuição de energia.

Somente no setor de distribuição de energia no Paraná aplicamos R\$ 1,6 bilhão em obras e programas que ajudam a ampliar e modernizar a rede elétrica do Estado. Parte desse valor foi investida no Programa Paraná Trifásico, pelo qual já construímos 6.515 quilômetros de novas redes trifásicas, de um total de 25 mil quilômetros que serão implementados até 2025. Apenas neste programa serão investidos R\$ 2,8 bilhões, valor que, além de beneficiar os nossos clientes, vai aumentar nossa base de ativos e reduzir custos de operação.

Outra iniciativa de destaque é o Rede Elétrica Inteligente, maior programa de *smart grid* da América do Sul. Até o final de 2023, vamos investir R\$ 850 milhões no programa. Com isso, um terço dos nossos consumidores terão medidores inteligentes.

No final do ano, adquirimos o Complexo Eólico Vilas por R\$ 1,1 bilhão (*Enterprise Value*). O empreendimento tem 186,7 MW de capacidade instalada e está localizado no município de Serra do Mel (RN), em uma das melhores regiões do mundo para a geração de energia eólica. Com mais este complexo, a Copel passa a ter 830,1 MW de capacidade geradora em usinas eólicas no Nordeste do País.

Também estamos em fase final de construção do Complexo Eólico Jandaíra, o qual agregará mais 90,1 MW ao portfólio de geração da Copel, contribuindo para que a matriz energética seja composta por 14% de energia de fontes eólicas. Ao todo, o empreendimento vai absorver R\$ 411 milhões em investimentos. Além disso, com dois anos de antecedência, concluímos em 2021, no sudoeste do Paraná a obra da PCH Bela Vista, com potência instalada de 29 MW. Foram investidos R\$ 224 milhões na nova unidade, que já está gerando energia suficiente para atender 100 mil pessoas.

Na área de transmissão, a Copel concluiu a construção da linha de transmissão de 525 kV Blumenau-Curitiba Leste, com 144,5 km de extensão. Foram investidos R\$ 192 milhões no empreendimento, que vai contribuir para fortalecer o sistema elétrico no Paraná e na região Sul como um todo.

Todos esses investimentos reforçam o nosso foco no setor de energia, priorizando as energias renováveis e a agenda ESG (Ambiental, Social e Governança). Nesse sentido, lançamos o Plano de Neutralidade de Carbono – uma série de novas metas com o objetivo de neutralizar emissões de gases de efeito estufa até 2030. Com um modelo de gestão focado em resultados, a partir de 2022 todos as diretorias possuem metas ESG atreladas ao seu desempenho.

Pelo segundo ano consecutivo, conquistamos o mais alto nível de certificação do Programa Brasileiro GHG Protocol, principal ferramenta usada no país para entender, quantificar e gerenciar as emissões de gases de efeito estufa de uma organização. Além disso, mais uma vez integramos a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) e Carbono Eficiente (ICO2), ambos da B3, a bolsa de valores brasileira.

Das três palavras que compõem a sigla ESG, a governança teve um grande destaque ao longo de 2021 na Copel. Aprovamos uma ampla reforma dos estatutos, com avanços significativos e implantação de comitês estatutários, entre eles um comitê de minoritários. Implementamos um programa de Units, o qual dará maior liquidez às nossas ações. Aprovamos uma Política de Investimentos e outra de Dividendos, conferindo maior transparência e previsibilidade aos nossos investidores. Dentre as diversas conquistas em governança, o principal destaque, no entanto, é que migramos para o Nível 2 da B3.

A permanente busca por melhores níveis de eficiência e produtividade também continuaram presentes em nossa pauta. Concluímos um novo programa de desligamento incentivado aos nossos empregados, com 461 adesões, que vai poupar cerca de R\$ 154 milhões por ano em gastos com pessoal. A iniciativa está alinhada com a estratégia da Companhia de intensificar a transformação digital, com redução de custo, mantendo os mais altos níveis de qualidade. Além de uma indenização, os empregados que aderiram contarão com benefícios e incentivos da empresa por mais um ano.

Para aproximar a direção da empresa dos negócios e das equipes das subsidiárias, alienamos o edifício-sede da Companhia, na região central de Curitiba, e transferimos a matriz para o maior polo da empresa.

Para finalizar, salientamos dois fatos relevantes: a Copel Distribuição foi eleita a melhor distribuidora do Brasil pela Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia - Abradee, e a Copel Mercado Livre consolidou-se como uma das maiores comercializadoras de energia do país, sendo a maior por cinco meses consecutivos,

conforme ranking da CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Iniciamos 2022 com a confiança de um ano desafiador, mas próspero para a nossa Copel, reforçando nossas crenças e valores, buscando a valorização de nossos *stakeholders*. Continuaremos a trabalhar pelo desenvolvimento do Paraná e do Brasil, amparados pela solidez do setor elétrico e pelo empenho de nossos colaboradores.

Daniel Pimentel Slaviero

Presidente da Copel

1. A COMPANHIA

A Copel foi criada em outubro de 1954 e atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, além de gás natural. Opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição.

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



- **Participação no Mercado**

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	⁽²⁾ 3,3	⁽³⁾ 19,8	⁽³⁾ 48,1
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	3,7	22,9	49,1
Distribuição de energia elétrica ⁽⁵⁾	⁽⁶⁾ 6,2	⁽⁶⁾ 33,4	⁽⁷⁾ 97,0
Distribuição de gás	2,7	31,2	65,8

⁽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

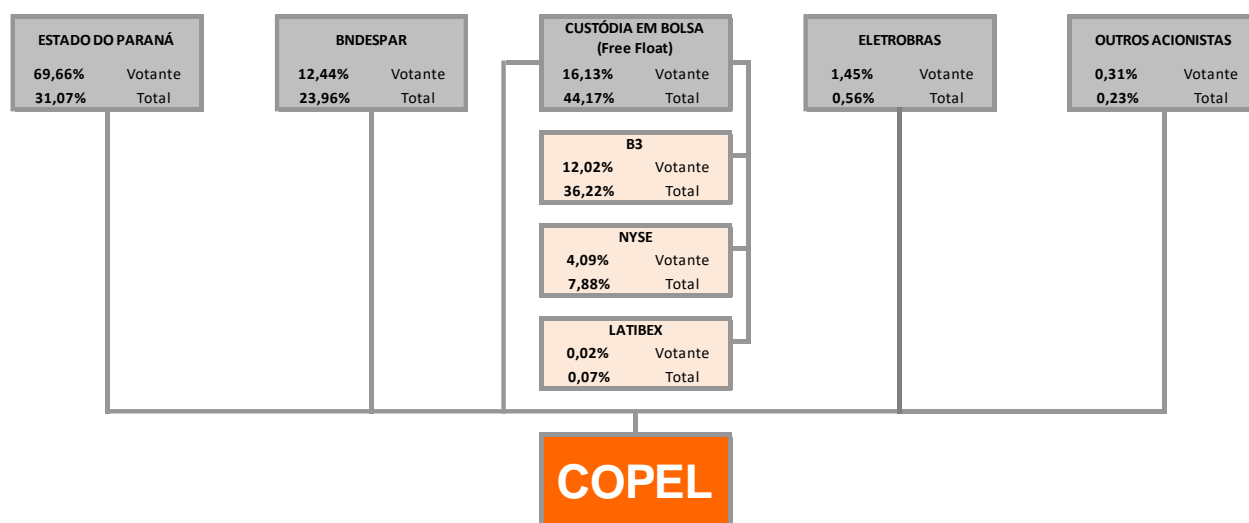
⁽⁴⁾ O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP

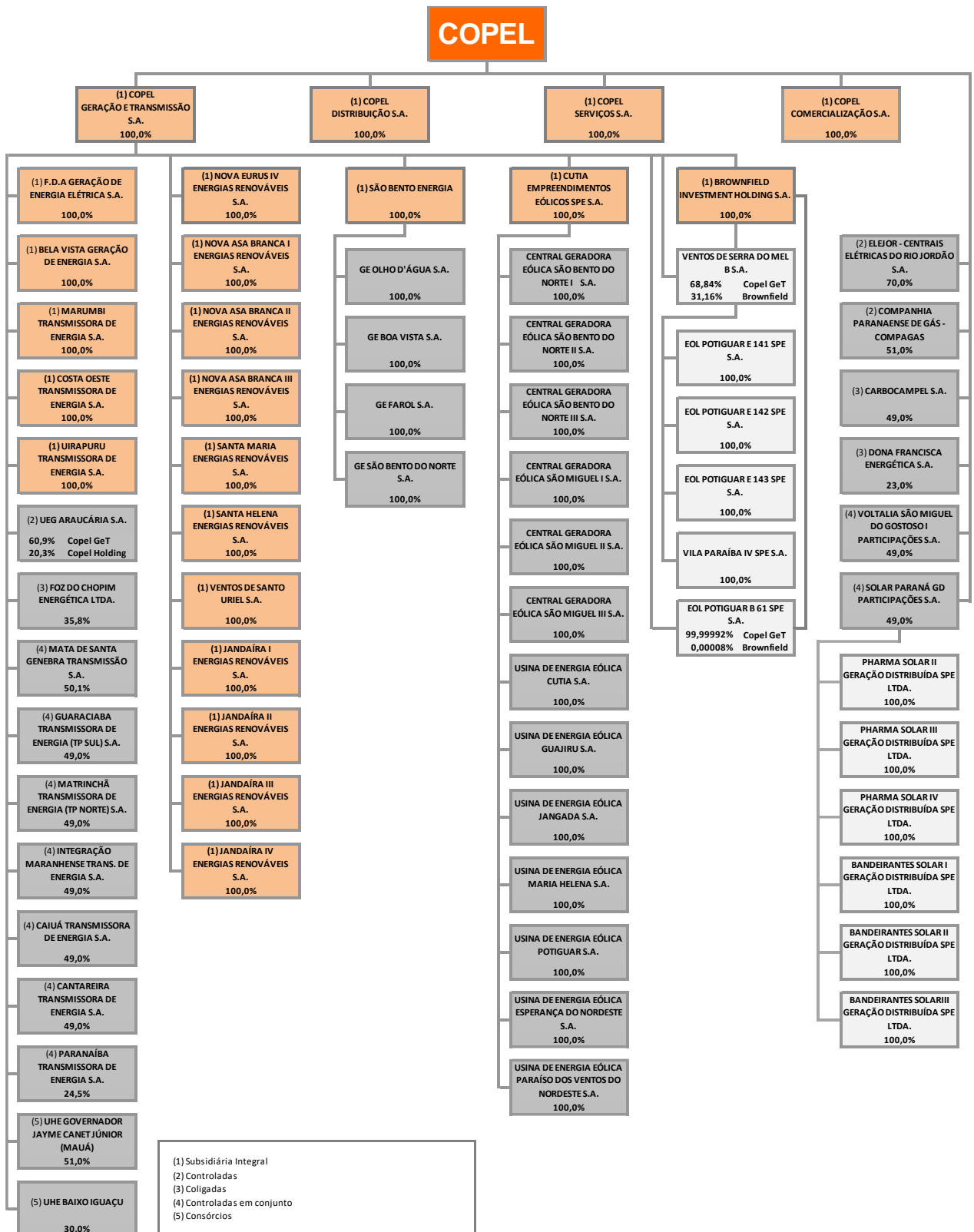
⁽⁵⁾ Mercado fio de distribuição

⁽⁶⁾ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

⁽⁷⁾ Dado estimado

- **Organograma societário em 31.12.2021**





- **Prêmios e certificações em 2021**

Prêmios / Certificações	Certificador
Prêmio PNQV - Prêmio Nacional de Qualidade de vida - Excelência em Gestão na categoria Empresa de Grande Porte (categoria ouro)	Associação Brasileira de Qualidade de Vida (ABQV)
FTSE4Good Index Series - Reconhecimento do desempenho de empresas quanto às suas políticas e práticas ambientais, sociais e de governança corporativa	Bolsa de Valores de Londres
ISE B3 (Índice de Sustentabilidade Empresarial)	B3
Ibovespa B3	B3
ICO2 (Índice Carbono Eficiente)	B3
Selo Pró-Ética	Controladoria-Geral da União - CGU e o Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social
Prêmio Aneel de Qualidade na categoria região Sul acima de 400 mil unidades consumidoras em 2020 e segundo lugar nacional	Aneel
Prêmio Aneel de Ouvidoria - primeiro lugar nacional	Aneel
Selo Ouro de certificação do Programa Brasileiro GHG Protocol	GHG Protocol
Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça	Ministério da Mulher, da Família e dos Direitos Humanos
Prêmio ABRH - PPD (Prêmio Por Desempenho) e Dia da Família	Associação Brasileira de Recurso Humanos - ABRH
Prêmio Abradee - melhor distribuidora de energia do Brasil na opinião dos consumidores	Abradee
Prêmio Abradee - Gestão Econômico-Financeira (categoria ouro)	Abradee
Prêmio Abradee - modelo de excelência da Fundação Nacional da Qualidade (categoria prata)	Abradee
Prêmio Abraconee - melhor divulgação das Demonstrações Financeiras de 2020 (categoria bronze) para Copel Distribuição e (categoria ouro) para Copel	Abraconee - Associação Brasileira do Contadores do Setor de Energia Elétrica
Prêmio CIER - Avaliação do cliente e Inovação (categoria bronzã)	Comisión de Integración Energética Regional - CIER América Latina
Selo Clima Paraná Ouro	Governo do Estado do Paraná
Prêmio Líderes Regionais Paraná 2021 - Melhor Empresa em Práticas Sustentáveis	LIDE Paraná
Certificação GPTW e Ranking entre as melhores empresas do Paraná para Copel Geração e Transmissão (15º) e Copel Distribuição (13º)	Great Place to Work
Prêmio 500 maiores do sul - 3º lugar	Revista Amanhã
Maior empresa do Paraná	Revista Amanhã
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 em Números

Em R\$ mil	2021	2020	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	49.537.535	46.784.664	5,9
Caixa e equivalentes de caixa	3.472.845	3.222.768	7,8
Títulos e valores mobiliários	361.058	300.530	20,1
Dívida total	11.826.061	9.946.012	18,9
Dívida líquida	7.992.158	6.422.714	24,4
Receita operacional bruta	35.325.211	25.939.794	36,2
Deduções da receita	11.340.924	7.306.545	55,2
Receita operacional líquida	23.984.287	18.633.249	28,7
Custos e despesas operacionais	18.904.563	14.573.530	29,7
Equivalência patrimonial	366.314	193.547	89,3
Resultado das atividades	5.079.724	4.059.719	25,1
Ebitda ou Lajida	8.400.958	5.522.739	52,1
Resultado financeiro	(327.361)	866.271	(137,8)
IRPJ/CSSL	1.259.632	1.285.365	(2,0)
Lucro operacional	5.118.677	5.119.537	-
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	3.859.045	3.834.172	0,6
Lucro líquido do exercício	5.048.602	3.909.750	29,1
Patrimônio líquido	22.175.235	20.250.518	9,5
Dividendos e Juros sobre o capital próprio	3.088.487	2.526.006	22,3
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,4	1,2	16,7
Liquidez geral (índice)	1,0	1,0	-
Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	35,0	29,6	18,2
Lucro por ação - Ações ordinárias	1,61429	1,36229	18,5
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	1,86252	1,80062	3,4
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	1,95747	1,49852	30,6
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	8,1	7,4	9,5
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	53,3	49,1	8,6
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	21,3	27,5	(22,5)
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	21,0	21,0	-
Participação de capital de terceiros (%)	55,2	56,7	(2,6)
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽¹⁾	24,9	22,2	12,2

⁽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 do 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 governança corporativa da Companhia 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.

Em março de 2021, foi promovida ampla reforma estatutária na Companhia, 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, que contempla práticas diferenciadas, como *tag along* de 100% para as ações ordinárias e preferenciais, mecanismo de proteção a acionistas minoritários, que confere tratamento equitativo a todos os acionistas; direito de voto para os acionistas preferencialistas em assuntos que tratem de transformação, incorporação, cisão ou fusão da Companhia; e utilização da Câmara de Arbitragem do Mercado, órgão da bolsa de valores.

Esse movimento consolida um ciclo de avanços significativos, entre os quais se destacam:

- a garantia estatutária de aplicação integral de reajustes tarifários homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, e que só pode ser alterada ou excluída caso haja aprovação da maioria dos acionistas detentores de ações preferenciais;

- implantação do Programa de *Units*;
- a nova Política de Dividendos, que oferece previsibilidade, alinhada à solidez financeira;
- o lançamento da Política de Investimentos, com diretrizes claras para orientar o crescimento sustentável da Companhia;
- o aumento de dois para três no número de membros eleitos pelos acionistas não controladores para o Conselho de Administração;
- a criação de três novos comitês estatutários: Comitê de Investimento e Inovação, Comitê de Desenvolvimento Sustentável e Comitê de Minoritários;
- a inclusão de membro externo independente no Comitê de Auditoria Estatutário; e
- a composição do Conselho de Administração por nove membros, entre os quais sete independentes.

A Companhia também 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, 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.

O sistema de governança corporativa da Copel incorpora também a governança das subsidiárias integrais, conforme estabelecido em contrato de compartilhamento.

Para aferir a maturidade e o nível da qualidade da governança corporativa da Copel, a Companhia 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

As ações da Copel e suas decisões de gestão são orientadas pelas diretrizes estabelecidas em sua Missão, Visão e Valores, apresentadas a seguir:

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

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

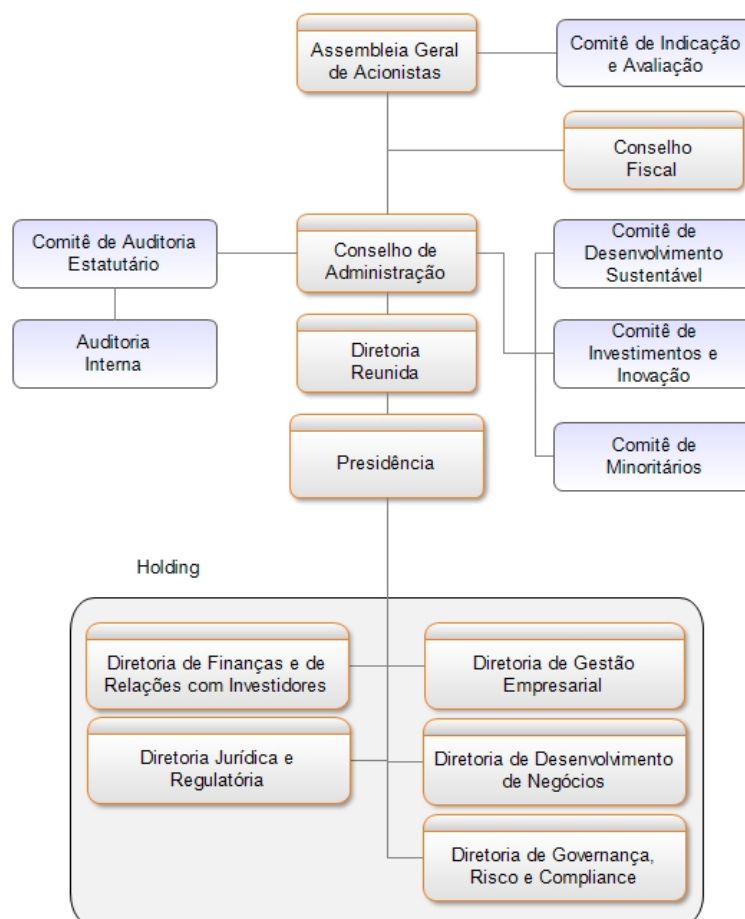
Valores:

- **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.

2.1.2. Estrutura de Governança



Assembleia geral de acionistas

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

Comitê de Indicação e Avaliação

Órgão de caráter permanente 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. É formado por cinco membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas para mandato de dois anos.

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

Conselho de Administração - CAD

Órgão deliberativo responsável por fixar a orientação geral dos negócios, em conformidade com as competências estabelecidas no Estatuto Social da Copel e em Regimento Interno. É composto por nove membros eleitos em Assembleia Geral, para o mandato de dois anos.

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

Diretoria Reunida

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

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

Comitê de Auditoria Estatutário

Órgão formado por três membros, sendo todos independentes escolhidos pelo CAD. Tem como atribuições principais fiscalização, revisão, supervisão, acompanhamento e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pela 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 Minoritários

Com a finalidade de analisar e emitir recomendações e pareceres objetivando conferir maior alinhamento às melhores práticas de governança corporativa. Atua em operações com o Acionista Controlador, suas autarquias e/ou fundações, fora do curso normal dos negócios, dentro da alçada de competência do CAD, visando a transparência e imparcialidade da operação para os acionistas não controladores.

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

Comitê de Investimento e Inovação

A finalidade do Comitê de Investimento e Inovação, será a de analisar e emitir recomendações acerca das propostas de investimento da Companhia, sendo ele único para a Companhia, suas subsidiárias e controladas, diretas ou indiretas.

COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO	
Presidente	Marco Antônio Barbosa Cândido
Membro	Daniel Pimentel Slaviero
Membro	Marco Antonio Bologna

Comitê de Desenvolvimento Sustentável

Órgão com a finalidade de auxiliar o CAD na proposição de diretrizes, políticas e princípios relativos à gestão de pessoas e ao desenvolvimento sustentável da Companhia, de suas subsidiárias integrais e sociedades

controladas, direta ou indiretamente com ênfase nas dimensões ambiental, social e de governança corporativa (ESG), dentro das melhores práticas do mercado, bem como na análise e emissão de recomendações e pareceres relacionados ao cumprimento das exigências legais e regulatórias, aos dispositivos internos e aos compromissos.

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

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

2.1.3. 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, e-mail, aplicativo, pessoalmente ou correspondência. O telefone é o 0800-647-0606 e o e-mail 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.

2.1.4. 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

Companhia e suas subsidiárias integrais possuem 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. O valor previsto de contratação para o período 2021-2022 é de R\$ 4,8 milhões. A Companhia troca a empresa responsável pela auditoria de suas demonstrações financeiras seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes, conforme a Resolução CVM nº 23/2021.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a prática da Companhia prevê a análise prévia pelo Comitê de Auditoria 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\$ 145,6 mil referente aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 3% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2021.

2.2. 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 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.

2.2.1. Responsabilidade Social

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

A Copel 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, 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 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

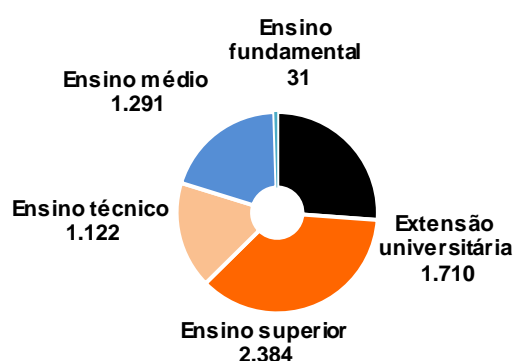
Os investimentos sociais são feitos por meio de incentivos fiscais, do Prêmio Copel de Sustentabilidade (Troféu Susie Pontarolli) e das ações de filantropia, estruturadas para atender situações de crises sociais ou ambientais, visando a promover o desenvolvimento sustentável em todas as dimensões do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

Engajamento das partes interessadas

Ciente da responsabilidade que a Companhia tem diante da sociedade, a Copel 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.

2.2.2. Gestão de Pessoas

Quadro próprio por carreira



A Copel possuía 6.538 empregados no quadro próprio em 31.12.2021 e 6.831 em 31.12.2020. Foram admitidos/reintegrados 4 empregados em 2021. Durante o mesmo período, 297 empregados desligaram-se da Companhia. Desses, 153 foram por meio do Programa de Demissão Incentivada. A taxa de rotatividade foi de 2,2% em 2021 e 3,2% 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 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 Copel 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 Companhia 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**

A Companhia se relaciona com 19 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 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 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:

- **Curso de Aprimoramento em Governança para Administradores e Conselheiros Fiscais de Sociedades de Economia Mista:** visando o aperfeiçoamento dos membros do conselho e administradores da Companhia, foi executado pelo IBGC. Temas como gestão de riscos, responsabilidades do conselho e administradores, código de conduta e lei anticorrupção foram abordados na edição de 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.

2.2.3. Fornecedores

Por se tratar de sociedade de economia mista, a Copel 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 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 Pontarolli.

Caso haja impactos negativos praticados por fornecedores que firam 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).

2.3. 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.

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 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, 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 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 Copel 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 ambientais desenvolvidos no âmbito da Copel Distribuição buscam preservar, recuperar e mitigar impactos negativos nas áreas atingidas pelos empreendimentos da subsidiária, bem como nas regiões que estão inseridos, sobretudo em florestas e áreas urbanas arborizadas.

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, 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/>

2.4. Balanço Social

BALANÇO SOCIAL ANUAL				
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 32	Receita Líquida - RL	23.984.287		18.633.249
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS				
			% Sobre RL	% Sobre RL
NE 33.2	Remuneração dos administradores	18.118	0,1	18.465
	Remuneração dos empregados	827.046	3,4	820.938
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	128.572	0,5	128.721
	Encargos sociais compulsórios	279.613	1,2	274.645
	Plano previdenciário	75.836	0,3	70.743
	Saúde (Plano assistencial)	201.585	0,8	182.269
	Capacitação e desenvolvimento profissional	6.506	0,0	6.588
	Provisões por desempenho e participação nos lucros			
NE 33.2	Lucros	367.423	1,5	481.681
NE 33.2	Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias	139.232	0,6	66.905
	Cultura	940	0,0	663
	Creches ou auxílio-creche	1.719	0,0	2.123
	Segurança e saúde no trabalho	4.716	0,0	6.110
	Educação	2.584	0,0	3.037
	Benefício maternidade prorrogado	579	0,0	638
	Vale transporte excedente	90	0,0	155
	Total	2.054.559	8,6	2.063.681
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS				
			% Sobre RL	% Sobre RL
	Cultura	20.597	0,1	10.245
	Saúde e saneamento	1.450	0,0	1.425
	Esporte	5.279	0,0	8.256
	Programa Morar bem	-	-	1.676
	Fundo para a infância e a adolescência	2.314	0,0	2.160
	Pesquisa & Desenvolvimento	81.096	0,3	50.859
	Programa de Eficiência Energética	69.970	0,3	41.293
	Fundo do idoso	2.314	0,0	2.160
	Outros	2.842	0,0	2.279
	Total das contribuições para a sociedade	185.862	0,8	120.353
	Tributos (excluídos encargos sociais)	12.153.747	50,7	8.140.060
	Total	12.339.609	51,4	8.260.413
4 - INDICADORES AMBIENTAIS				
			% Sobre RL	% Sobre RL
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	375.345	1,6	410.583
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	2.212	0,0	6.503
	Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	24	0,0	26
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	283	0,0	715
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	5.767	0,0	15.649
	Total	383.630	1,6	433.476

NE - Nota Explicativa

	2021	2020
(1) Sanções ambientais		
Quantidade de sanções ambientais no exercício	3	7
Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	2.522	1.228
Metas ambientais	2021	Metas 2022
- Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais para a Copel Distribuição	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51% a 75% (x) cumpre de 76% a 100%	() não possuirá metas () cumprirá de 0 a 50% () cumprirá de 51% a 75% (x) cumprirá de 76% a 100%
- encaminhar 70% dos resíduos industriais da Copel Geração e Transmissão para reuso ou reciclagem	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% (x) cumpre de 51% a 75% () cumpre de 76% a 100%	() não possuirá metas () cumprirá de 0 a 50% () cumprirá de 51% a 75% (x) cumprirá de 76% a 100%
	2021	2020
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)		
Empregados no final do período	6.538	6.831
Admissões e readmissões	4	4
Escolaridade dos empregados(as):	Homens Mulheres Total	Homens Mulheres Total
Extensão universitária	1.193 517 1.710	1.152 496 1.648
Ensino superior	1.747 637 2.384	1.966 731 2.697
Ensino técnico	1.040 82 1.122	1.071 84 1.155
Ensino médio	1.064 227 1.291	1.052 251 1.303
Ensino fundamental	27 4 31	26 2 28
Faixa etária dos empregados(as):		
De 18 até 30 anos (exclusive)	107	229
De 30 até 45 anos (exclusive)	3.596	3.868
De 45 até 60 anos (exclusive)	2.607	2.559
60 anos ou mais	228	175
Mulheres que trabalham na empresa	1.467	1.564
% Mulheres em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de mulheres	7,6	6,8
em relação ao nº total de gerentes	22,9	22,5
Negros(as) que trabalham na empresa	840	795
% Negros(as) em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de negros(as)	4,6	5,0
em relação ao nº total de gerentes	8,0	8,5
Portadores(as) de necessidades especiais	140	175
Dependentes	8.859	9.106
Terceirizados	8.420	7.549
(2) Aprendiz (es)	106	116
(2) Estagiários(as)	224	202
Empregados com mais de 10 anos de serviço	5.383	4.931
Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores	22	27
Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos	6.490	6.803

	2021	2020
Processos trabalhistas		
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	3.610	4.998
Nº de processos incluídos no exercício	474	3.392
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	652	834
Considerados procedentes	431	369
Considerados improcedentes	221	465
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)	111	171
Número total de reclamações e críticas de consumidores:		
na empresa	28.378	25.800
(4) de segundo nível	3.411	3.713
na Justiça	6.812	3.650
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		
na empresa	100,0%	100,0%
(4) de segundo nível	100,0%	100,0%
na Justiça	4,7%	13,6%
	2021	Metas 2022
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	21.227.434	15.051.972
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	6,0%	6,4%
Pessoal	8,4%	12,0%
Governo	58,1%	54,0%
Acionistas	13,2%	16,8%
Retido	5,0%	8,8%
(5) Operações descontinuadas	9,3%	2,0%
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
<ul style="list-style-type: none"> • A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações. • As notas explicativas - NÉs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social. • Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais e controladas da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma. 		
(1) Estas informações referem-se a sanções administrativas que entraram no exercício, podendo estar em processo de defesa ou processos judiciais ambientais, considerados desfavoráveis no exercício.		
(2) Não compõem o quadro de empregados.		
(3) Calculado através da metodologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.		
(4) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.		
(5) Decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A.		

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

A economia brasileira iniciou 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.

Quanto ao setor de gás natural, em 09.04.2021 sancionou-se a Lei nº 14.134/2021, que institui o novo marco regulatório para o mercado de gás natural no Brasil, estabelecendo as normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e de importação e exportação de gás natural, além de dispor sobre a exploração das atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

A referida Lei, regulamentada pelo Decreto nº 10.712/2021, alterou o regime de exploração do transporte de gás natural de concessão para autorização e também permitiu que as distribuidoras de gás canalizado possam exercer a atividade de comercialização de gás natural, mediante autorização outorgada pela ANP.

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.

Comercialização

De acordo com o cronograma estabelecido pela Portaria nº 514/2018, o ano de 2022 iniciou com a redução do limite de carga dos consumidores para contratação de energia elétrica proveniente de qualquer fornecedor de 1,5 para 1,0 MW, com o objetivo de promover a expansão do Mercado Livre de Energia.

Complementarmente, este cronograma estabeleceu a apresentação de estudo coordenado pela Aneel e pela CCEE sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de

cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

Diante disso, a Aneel realizou a abertura da Tomada de Subsídios nº 10/2021, a qual recebeu dos agentes e da sociedade contribuições para o desenvolvimento desse estudo. A CCEE, consecutivamente, disponibilizou uma Nota Técnica abordando uma proposta conceitual para a abertura do mercado de modo a subsidiar e fomentar as discussões atinentes ao tema, abrangendo diversos tópicos como, por exemplo, a figura do supridor de última instância e a comercialização varejista.

Ao longo de 2021, a Aneel realizou diversas alterações nas Regras de Comercialização de Energia Elétrica aplicáveis ao Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, através basicamente de mudanças nos seus módulos, com a CCEE, quando cabível, devendo realizar o processamento das recontabilizações em conformidade com o disposto nas regras aprovadas. As alterações foram realizadas através das Resoluções Normativas nº 924/2021, nº 946/2021 e 960/2021.

Em dezembro de 2021, por meio da Resolução Normativa nº 957/2021, a Aneel aprovou a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, como resultado da consolidação dos atos normativos relacionados às pertinências temáticas “Convenção de Comercialização de Energia Elétrica” e “Mercado Atacadista de Energia”, estabelecendo as condições de comercialização de energia elétrica e as bases de organização, funcionamento e atribuições da CCEE.

Adicionalmente, o ano de 2021 foi marcado pela apresentação por parte da CCEE de propostas com o objetivo de contribuir com o desenvolvimento do mercado de energia elétrica. Desse modo, a Câmara elaborou uma Nota Técnica com propostas de aprimoramento no monitoramento do mercado de energia elétrica, como também na regulação da comercialização de energia elétrica, sugerindo a adoção de novos procedimentos para identificar riscos ao mercado e apurar indícios de condutas anômalas, consubstanciada pelas práticas e pelos princípios adotados no mercado financeiro. A referida Nota Técnica propõe à Aneel a abertura de Audiência Pública sobre o tema.

Por fim, a CCEE encaminhou à Aneel uma Nota Técnica propondo a abertura de consulta pública sobre aprimoramentos nos modelos de salvaguardas financeiras e mecanismos mitigadores de perdas decorrentes da inadimplência no Mercado de Curto Prazo - MCP, com proposições para reforçar a estrutura de salvaguardas através de mecanismos que seriam acionados de forma sequencial, em um modelo de cascata, que considera seis camadas e que todos os envolvidos devem ter uma parcela de responsabilidade pela segurança financeira do mercado, inclusive a CCEE na condição de provedora da infraestrutura de liquidação financeira do MCP. As seis camadas dessa proposta de melhoria na estrutura de salvaguarda financeira são: (i) Garantia financeira individual pré-constituída; (ii) Cota fixa e variável do agente inadimplente do Fundo de Liquidação; (iii) Corte de contratos das contrapartes do agente inadimplente; (iv) Cota CCEE do Fundo de Liquidação; (v) Cota fixa e cota variável dos demais agentes do Fundo de Liquidação; e (vi) *Loss Sharing* ou rateio da inadimplência entre os credores da contabilização e liquidação do MCP.

Distribuição

Em virtude do cenário de escassez hídrica no Brasil, foi necessário importar energia da Argentina e do Uruguai e colocar mais usinas térmicas em funcionamento, cujo custo de geração é mais alto, de forma a garantir o suprimento. Como consequência, a diretoria da Aneel aprovou, em 29.06.2021, um novo reajuste nos valores das bandeiras tarifárias, destacando-se o aumento na bandeira tarifária vermelha patamar 2, de R\$ 6,24 para R\$ 9,49 para cada 100 kWh consumidos, um reajuste de 52% em relação ao valor que já vinha sendo cobrado dos consumidores desde junho.

No entanto, referido aumento não foi suficiente para fazer frente ao déficit da conta bandeiras. Assim, em 31.08.2021, a CREG criou um patamar excepcional de bandeira tarifária, a bandeira de escassez hídrica, no valor de R\$ 14,20 a cada 100 kWh consumidos, válida para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional, de setembro de 2021 a abril de 2022. A decisão da CREG isentou os consumidores beneficiários da Tarifas Social de Energia Elétrica (TSEE), que continuam a pagar o valor da bandeira tarifária acionada mensalmente (amarela, vermelha patamar 1 ou vermelha patamar 2) com os descontos que já tinham direito.

Ainda no mês de agosto de 2021, a Aneel, em conjunto com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee e Ministério de Minas e Energia - MME, lançou campanha publicitária de utilidade pública voltada para a orientação da população brasileira para conscientização sobre o consumo de energia. A realização da campanha também passou pela aprovação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE.

Outra medida tomada pelo governo federal foi a implementação do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para os consumidores do grupo B, a partir de setembro de 2021, com a criação de um bônus para incentivar os consumidores a reduzirem seu consumo de energia. Para ter direito ao bônus, o consumidor precisa ter reduzido em, no mínimo, 10% o consumo de energia nos meses de setembro a dezembro de 2021 em relação ao mesmo período de 2020.

Por fim, em 20.12.2021 a Aneel publicou a REN nº 1000/2021, que consolida as principais regras da Agência para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, na qual estão dispostos os direitos e deveres dos consumidores. A nova resolução é um dos regulamentos mais importantes da Aneel pois define de maneira mais simples e objetiva as responsabilidades dos agentes e os procedimentos a serem seguidos pelos consumidores para que o acesso universal ao serviço de energia elétrica esteja disponível com qualidade e eficiência.

Gás

A Companhia Paranaense de Gás - Compagás é a concessionária responsável pela distribuição de gás natural canalizado no Estado do Paraná, cuja concessão foi outorgada em 06.07.1994 por 30 anos. Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento desta concessão, entendendo que o vencimento seria em 20.01.2019.

A Administração da Compagás questionou os efeitos da referida Lei por entenderem estar conflitante com os

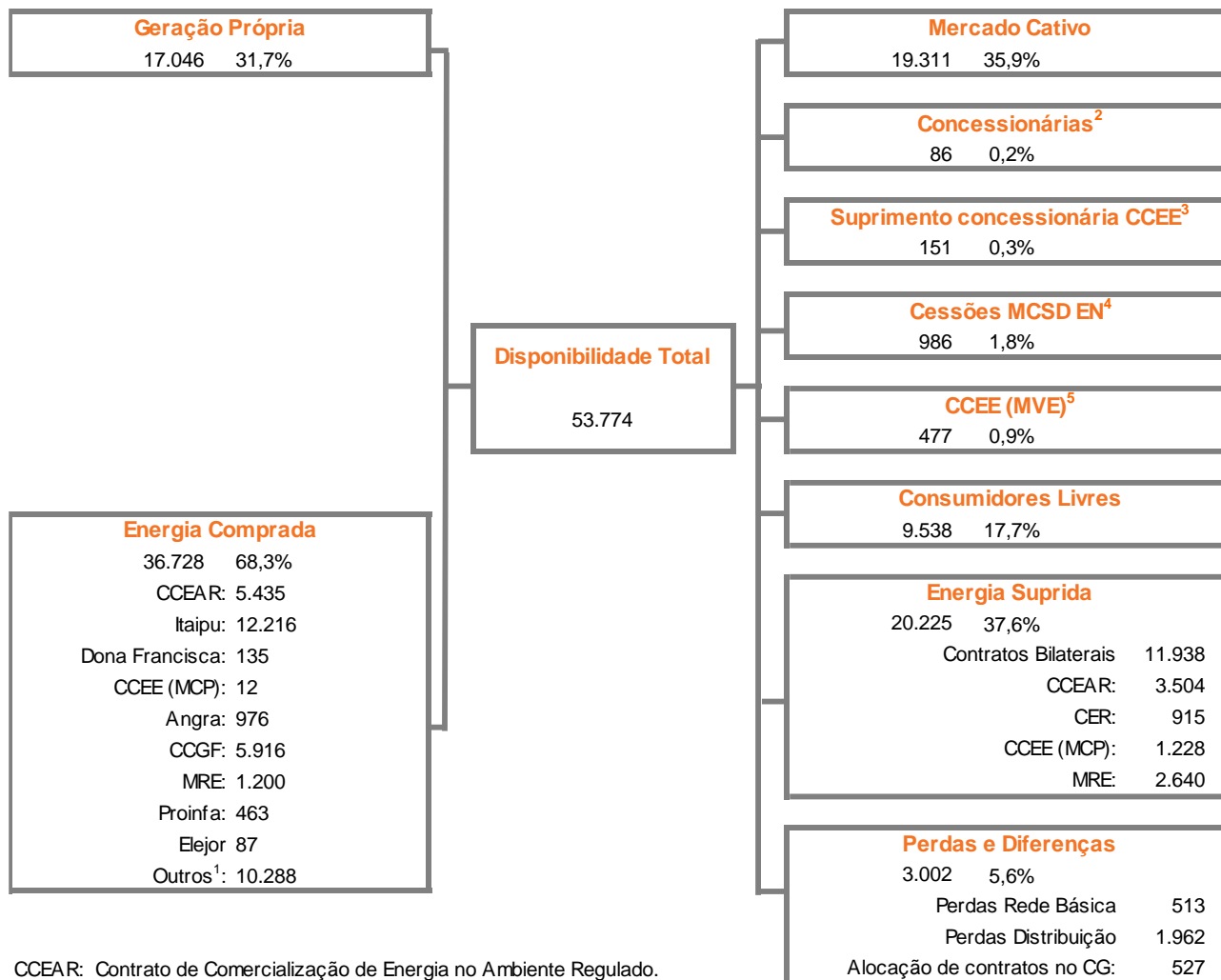
termos observados no atual contrato de concessão. A Compagás ajuizou ação questionando o vencimento antecipado da concessão, obtendo em 30.10.2018 a tutela provisória de urgência, não tendo sido interposto recurso por parte do Estado do Paraná. Aguarda-se o julgamento da ação com a confirmação da tutela provisória reconhecendo a validade da Cláusula 1.1 do Contrato de Concessão, que estabelece o prazo contratual de 30 anos contados do dia 06.07.1994, com término em 06.07.2024.

No entanto, em 04.12.2020 foi publicada a Lei Complementar nº 227/2020 o qual alterou a Lei Complementar nº 205/2017, de modo a revogar o artigo que previa o término do prazo da concessão em 20.01.2019, confirmando-se, portanto, o vencimento conforme o contrato de concessão, em 2024.

Em 23.07.2021, a Secretaria do Planejamento e Projetos Estruturantes do Estado do Paraná submeteu para consulta pública o Plano Estadual para o Setor de Distribuição de Gás Canalizado, abrangendo a proposta de prorrogação da concessão da Compagás por trinta anos, contados a partir de 06.07.2024, nos termos da Lei Complementar nº 205/2017. Em 22.02.2022 foi realizada Audiência Pública por meio de videoconferência para coletar sugestões e contribuições ao Plano Estadual do Gás e Prorrogação da Concessão. O Relatório Final da audiência ainda não foi divulgado.

A proposta de prorrogação do contrato de concessão contempla a celebração de novo contrato de concessão, alterando a estrutura tarifária da concessão de preço por custo para tarifa teto, em metodologia a ser elaborada pela Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná - AGEPAR.

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



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

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

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

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

¹ Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

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

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

⁴ Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits de Energia Nova.

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

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

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

A Copel opera 50 usinas próprias e participa em 11 usinas, sendo 24 hidrelétricas, 34 eólicas, duas termelétricas e uma solar, com capacidade instalada total proporcional de 6.616,3 MW e garantia física de 3.116,8 MW médios, conforme quadro de usinas em operação em 31.12.2021:

Usinas em Operação em 31.12.2021 - Características Físicas

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,6	100%	1.240,0	605,6	18.02.1999	20.03.2033
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	578,5	100%	1.260,0	578,5	29.09.1992	25.09.2032
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia-FDA)	1.676,0	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
UHE Santa Clara e Fundão	240,3	133,0	70%	168,2	93,1	31.07.2005	11.06.2040
UHE Dona Francisca	125,0	75,9	23%	28,8	17,5	05.02.2001	21.09.2037
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	15.08.2032
PCH Santa Clara I e Fundão I	6,1	4,9	70%	4,3	3,4	13.08.2005	19.12.2032
Total das Hidrelétricas	5.980,2	2.755,9		5.369,4	2.425,4		
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		
Solar							
Solar Paraná	2,3	-	49%	1,1	-	15.09.2021	15.09.2046 ⁽⁴⁾
Total das Solares	2,3	-		1,1	-		

continua

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30,0	12,8	100%	30,0	12,8	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30,0	11,3	100%	30,0	11,3	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27,0	12,4	100%	27,0	12,4	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27,0	12,1	100%	27,0	12,1	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27,0	11,9	100%	27,0	11,9	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27,0	12,3	100%	27,0	12,3	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20,0	8,8	100%	20,0	8,8	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14,0	5,2	100%	14,0	5,2	25.02.2015	28.04.2046
Cutia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	05.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	11.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	05.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	05.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	05.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	11.05.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	09.04.2019	04.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Palmas	2,5	0,4	100%	2,5	0,4	12.11.1999	29.09.2029
Vila Ceará I (Paraíba IV)	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	19.12.2020	14.01.2054
Vila Maranhão I	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	11.02.2021	11.01.2054
Vila Maranhão II	32,0	17,8	100%	32,0	17,8	31.03.2021	14.01.2054
Vila Maranhão III	32,0	16,6	100%	32,0	16,6	29.09.2020	14.01.2054
Vila Mato Grosso I	58,9	28,6	100%	58,9	28,6	11.06.2021	06.12.2054
Santo Cristo	27,0	15,3	49%	13,2	7,5	30.06.2015	18.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015	16.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,2	7,0	30.06.2015	26.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015	09.04.2047
Total das Eólicas	887,9	413,7		832,7	384,6		
TOTAL DAS FONTES	7.374,6	3.545,1		6.616,3	3.116,8		

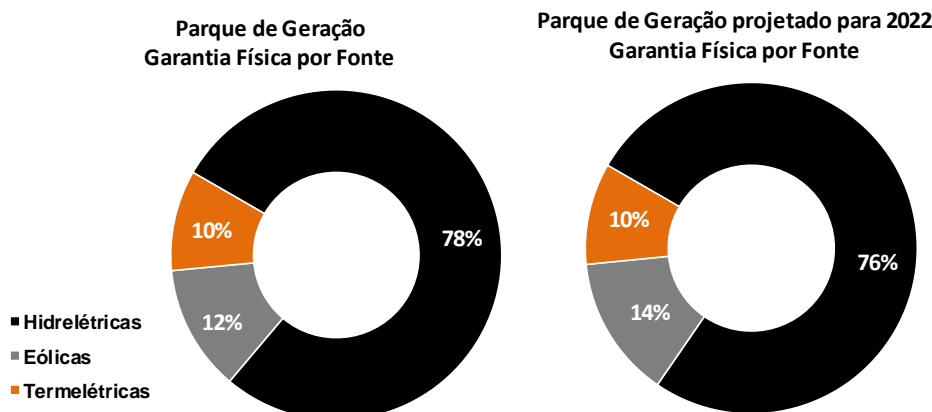
(1) Em processo de renovação da concessão.

(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.

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

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



Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de 5 usinas, que adicionarão 92,1 MW de capacidade instalada e 46,6MW médios de garantia física ao parque gerador:

Projetos de Usinas em Construção - Características Físicas

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 Eólicas		90,1	46,6		
Solar					
Solar Paraná (fase II)	49%	2,0	não se aplica	2022	31.10.2047 ^(a)
Total da Solar		2,0			
Total das Fontes		92,1	46,6		

^(a) Considerado a vida útil dos empreendimentos, que irão atender o mercado cativo através de geração distribuída para compensação de energia, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel.

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.
- **Solar Paraná:** Implantação de um complexo com 6 usinas fotovoltaicas na zona rural do Município de Bandeirantes, no Paraná, com potência somada de até 4,25 MW de potência instalada e enquadradas como Geração Distribuída, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel e suas revisões. Três usinas com potência de 3 MW atenderão uma rede de farmácias do Estado do Paraná em autoconsumo remoto e entraram em operação em 15.09.2021. As outras 3 usinas serão implantadas em 2022 e atenderão clientes em autoconsumo remoto ou geração compartilhada.
- **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.

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 Cerquillo 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	09.06.2018	07.04.2046
SE Andirá Leste		230/138 kV		300	07.09.2019	07.04.2046
SE Curitiba Centro		230/138 kV		300	04.09.2019	07.04.2046
SE Baixo Iguaçu		230 kV			21.12.2020	07.04.2046
LT Curitiba Centro - Uberaba C1	CS	230 kV	8		04.09.2019	07.04.2046
LT Curitiba Centro - Uberaba C2	CS	230 kV	8		04.09.2019	07.04.2046
LT Baixo Iguaçu - Realeza Sul	CS	230 kV	37		04.08.2019	07.04.2046
LT Curitiba Leste - Blumenau	CS	525 kV	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.	100,0%						
Contrato nº 001/2012 LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste		CS	230kV	29			
LT Cascavel Norte - Umuarama Sul		CS	230 kV	130	-	31.08.2014	12.01.2042
SE Umuarama Sul		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	49,0%						
Contrato nº 007/2012 LT Umuarama - Guaíra		CS	230 kV	105	-	12.05.2014	10.05.2042
LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		CS	230 kV	37	-	02.07.2014	
SE Santa Quitéria - SF6		-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	
SE Cascavel Norte		-	230/138 kV	-	300	02.07.2014	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	100,0%						
Contrato nº 008/2012 LT Curitiba - Curitiba Leste		CS	525 kV	29	-	28.06.2015	10.05.2042
SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	672		
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.	49,0%						
Contrato nº 011/2012 LT Açailândia - Miranda II		CS	500 kV	365	-	02.12.2014	10.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	49,0%						
Contrato nº 012/2012 LT Paranatinga - Ribeirãozinho		CD	500 kV	710	-	29.07.2016	10.05.2042
LT Paranaíta - Cláudia		CD	500 kV	594	-	09.10.2015	
LT Cláudia - Paranatinga		CD	500 kV	708	-	29.07.2016	
LT Sinop - Intersecção Santa Carmen		CS	500 kV	21	-	09.10.2015	
SE Paranaíta		-	500 kV	-	-	09.10.2015	
SE Cláudia		-	500 kV	-	-	09.10.2015	
SE Paranatinga		-	500 kV	-	-	29.07.2016	
SE Sinop		-	500 kV	-	800	09.10.2015	
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	50,1%						
Contrato nº 001/2014 SE Fernão Dias		-	500/440 kV		3.600	07.02.2020	15.05.2044
LT Bateias - Itatiba		CS	500 kV	414	-	05.03.2020	
LT Araraquara 2 - Itatiba		CS	500 kV	222	-	24.03.2020	
LT Araraquara 2 - Fernão Dias		CS	500 kV	249	-	03.05.2020	
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.	49,0%						
Contrato nº 013/2012 LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		CS	500 kV	240	-	30.08.2016	10.05.2042
LT Rio Verde Norte - Marimbondo II		CD	500 kV	690	-		
SE Marimbondo II		-	500 kV	-	-		
SE Rio Verde		-	500 kV	-	-		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	24,5%						
Contrato nº 007/2013 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.	49,0%						
Contrato nº 019/2014 LT Estreito - Fernão Dias C1 e C2		CD	500 kV	656	-	05.03.2018	05.09.2044
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.							
Contrato nº 02/2005 LT Ivaiporã - Londrina ESUL	100,0%	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 n.º 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.

3.3.3. Distribuição

A Copel Distribuição é uma das mais destacadas distribuidoras de energia do setor elétrico do país. Sua área de concessão abrange 1.068 localidades, pertencentes a 394 municípios do Paraná e um em Santa Catarina, Porto União. Os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida são atendidos parcialmente.

- **Linhas e Subestações**

Em 2021, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações adicionaram aproximadamente 317 MVA ao sistema de distribuição e as novas linhas de alta tensão concluídas no período adicionaram 57 km de linhas de transmissão de 138kV.

- **Qualidade de Fornecimento**

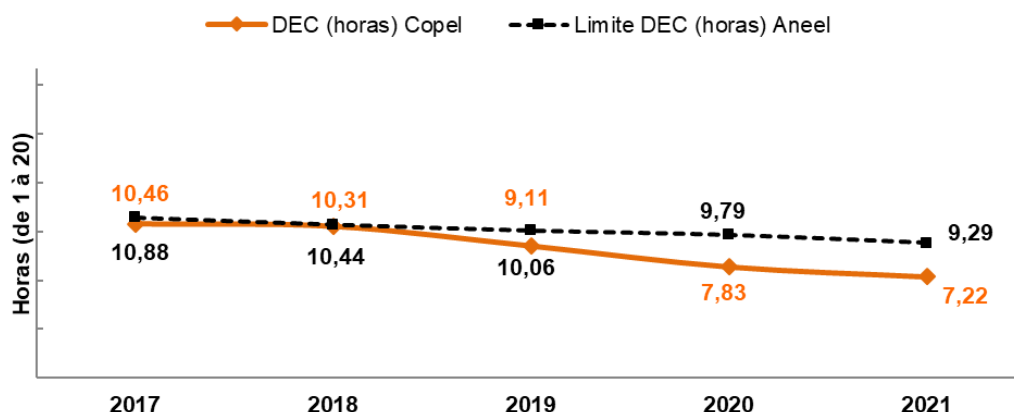
A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. O DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período.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

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

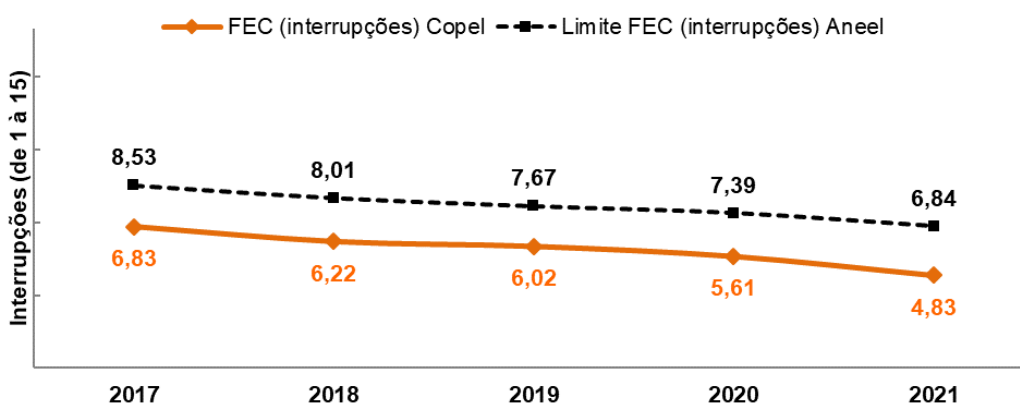
Esses indicadores são revistos na Revisão Tarifária Periódica - RTP e vem se tornando cada vez mais rigorosos, a fim de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição apresentou melhoria na quantidade e na duração das interrupções para o ano de 2021, em comparação com o ano anterior, resultado dos investimentos em obras de desempenho e expansão, incremento de manutenções periódicas e inspeções preventivas, apresentados nos gráficos a seguir:

Evolução DEC (horas)



Evolução FEC (interrupções)



DEC e FEC versus DECI e FECI

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

Já o DEC e FEC abrangem todas as ocorrências, independente da origem, inclusive as perdas na rede básica que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica.

- **Gestão de perdas de energia**

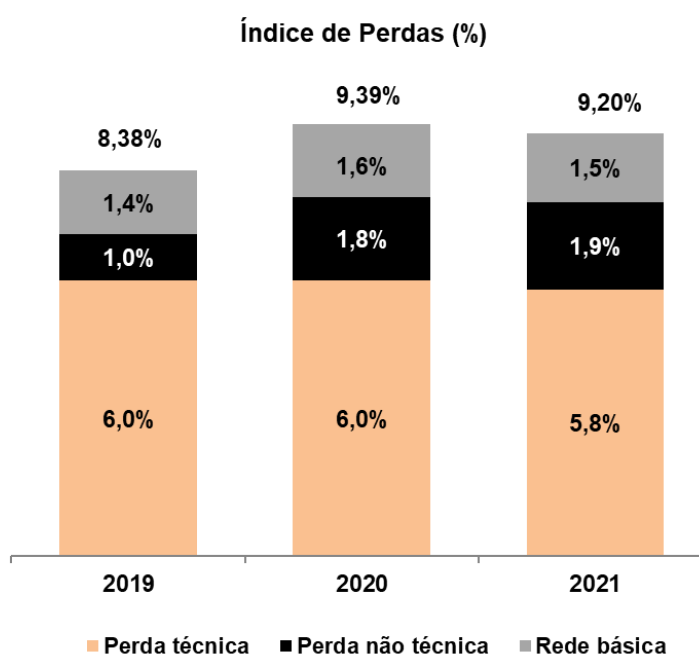
O sistema elétrico é composto pelos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia. As perdas referem-se à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes da distribuição, mas que não chega a ser comercializada seja por motivos técnicos ou comerciais.

Neste contexto, as perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao

sistema de distribuição da concessionária e têm origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

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

Em 2021 as perdas globais representaram 9,2% de toda energia injetada no sistema da distribuidora, sendo 5,8% de perdas técnicas, 1,9% de perdas não técnicas e 1,5% de perdas na rede básica.



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

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

- Mapeamento constante através de identificação das áreas e da quantidade de famílias com ligações clandestinas;
- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;

- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica;
- Operações conjuntas com a Polícia Civil e Ministério Público;
- Abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares.

Em função das ações realizadas, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos anos, passando de 11,1% em 2012 para 19,8 em 2021.

• Mercado cativo

A tabela a seguir apresenta o comportamento do mercado cativo por classe de consumo em número de consumidores e o comportamento da energia vendida:

Mercado Cativo - Copel Distribuição						
	Consumidores			Energia Vendida (GWh)		
	Dez/21	Dez/20	%	Dez/21	Dez/20	%
Residencial	4.038.454	3.944.556	2,4	8.068	7.910	2,0
Industrial	70.632	71.038	(0,6)	2.275	2.314	(1,7)
Comercial	422.560	412.630	2,4	4.149	4.172	(0,6)
Rural	342.428	347.562	(1,5)	2.461	2.451	0,4
Outros	52.534	60.066	(12,5)	2.359	2.333	1,1
Total	4.926.608	4.835.852	1,9	19.312	19.180	0,7

• Mercado Fio (TUSD)

Em 2021, o mercado fio da Copel Distribuição, que leva em conta todos os consumidores que acessaram a rede da distribuidora, registrou variação 5,6%.

Mercado Fio (TUSD)						
	Número de consumidores			Energia distribuída (GWh)		
	Dez/21	Dez/20	%	Dez/21	Dez/20	%
Mercado Cativo	4.926.608	4.835.852	1,9	19.312	19.180	0,7
Concessionárias e Permissionárias	2	2	-	86	76	13,2
Consumidores Livres	2.318	1.871	23,9	11.531	10.025	15,0
Concessionárias Fio	5	5	-	846	798	6,0
Mercado Fio	4.928.933	4.837.730	1,9	31.775	30.079	5,6

• Compra de energia

Pelo atual marco regulatório, a contratação de energia pelas distribuidoras ocorre principalmente através de leilões regulados pela Aneel. Para suprir o mercado dos próximos anos foram realizados, em 2021, os seguintes leilões:

- 26º Leilão de Energia Existente (A-1) com início de suprimento a partir de 01.01.2022

- 27º Leilão de Energia Existente (A-2) com início de suprimento a partir de 01.01.2023
- 33º Leilão de Energia Nova (A-3) com início de suprimento a partir de 01.01.2024
- 34º Leilão de Energia Nova (A-4) com início de suprimento a partir de 01.01.2025
- 35º Leilão de Energia Nova (A-5) com início de suprimento a partir de 01.01.2026
- 1º Leilão de Reserva de Capacidade (A-6) com início de suprimento a partir de 01.01.2027

Nestes leilões a Copel Distribuição não declarou necessidade de compra de energia.

Para atendimento do mercado em 2021, iniciou-se o suprimento dos contratos negociados em anos anteriores, especificamente: no 23º Leilão de Energia Nova (A-5), contratado em 2016, e 25º Leilão de Energia Nova (A-4), contratado em 2017.

• **Sobrecontratação**

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

A verificação do atendimento da totalidade do mercado considera o período compreendido pelo ano civil, e a diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a Distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado. Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, que não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Nos últimos anos, o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, à medida que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, entre os quais se destacam: a alocação compulsória de cotas de garantia física, a migração em massa de consumidores para o mercado livre, e os efeitos decorrentes das medidas governamentais de isolamento social implementadas no combate a pandemia da Covid-19, que acarretaram em significativa retração no mercado das concessionárias de distribuição.

A Aneel e o MME vêm estabelecendo, através da emissão de Resoluções e Decretos, uma série de medidas que visam a mitigação da sobrecontratação, tais como: reconhecimento da sobrecontratação involuntária, mecanismos de compensação de sobras e déficits de energia nova, regulamentação de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, mecanismos de venda de excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras, entre outros. O Decreto nº 10.350/2020 que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconheceu a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes da redução de carga pelos efeitos da pandemia da Covid-19, apuradas conforme regulamentação da Aneel.

Em relação a contratação, os indicadores da Copel Distribuição se mantiveram dentro dos limites regulatórios de 100% a 105% durante os quatro primeiros meses do ano de 2021. A partir de maio e ao longo dos meses seguintes houve gradativa elevação nos níveis de contratação, levando a distribuidora a um cenário de sobrecontratação, ocasionados, sobretudo, pela manutenção dos efeitos da pandemia, com retração do mercado, além das migrações ao mercado livre.

Neste período, prevaleceu a constante avaliação dos indicadores e cenários de contratação, em que a Distribuidora buscou ao limite a manutenção do direito ao reconhecimento da involuntariedade da sobrecontratação, exercendo o “Máximo Esforço” na adequação do seu nível de contratação aos limites regulatórios. Tão somente no último mecanismo de gerenciamento da contratação do ano abdicou do exercício do “Máximo Esforço”, tornando a sobrecontratação de 2021 voluntária.

Neste contexto, podemos destacar as seguintes ações:

- Declaração de sobras nos Mecanismos de Venda de Excedentes - MVE, disponibilizando ao mercado livre parte da energia excedente da distribuidora ao atendimento do seu mercado cativo
- Declaração de sobras nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSDEN, cujo período de vigência das cessões compreendia o ano de 2021, com exceção do mecanismo que contemplou o último trimestre daquele ano, cuja declaração foi nula.

Ainda que estes mecanismos de gerenciamento acima citados tenham contribuído para reduzir a sobrecontratação, os indicadores associados a oferta e demanda apontam para a ocorrência de sobrecontratação de 107,7% para a Copel Distribuição.

A Copel Distribuição entende que não possui direito de qualquer involuntariedade para esta sobrecontratação no ano de 2021 e, conseqüentemente, passa a operar em uma zona de risco dos volumes contratados acima dos limites regulatórios. Seguindo as diretrizes do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, aprovado pela Resolução Normativa nº 955, de 30.11.2021, entende-se que o risco associado à sobrecontratação de 2021 resultaria em um efeito financeiro de bônus da ordem de R\$73,1 milhões.

• **Bandeiras Tarifárias**

O sistema de bandeiras tarifárias tem como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia - TE, permitindo a oportunidade de adequação de seu consumo ao preço real da energia elétrica. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Em agosto de 2021, devido à crise hídrica que assolou o país, foi criada a bandeira de escassez hídrica, para o período de setembro de 2021 a abril de 2022. Os valores das bandeiras tarifárias são publicados pela Aneel, em norma específica.

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

mês	2021		2020	
	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kWh) Em R\$	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kWh) Em R\$
janeiro	amarela	1,34	amarela	1,34
fevereiro	amarela	1,34	verde	-
março	amarela	1,34	verde	-
abril	amarela	1,34	verde	-
maio	vermelha	4,17	verde	-
junho	vermelha	6,24	verde	-
julho	vermelha	9,49	verde	-
agosto	vermelha	9,49	verde	-
setembro	preta	14,20	verde	-
outubro	preta	14,20	verde	-
novembro	preta	14,20	verde	-
dezembro	preta	14,20	vermelha	6,24

• Tarifa Branca

Desde 1º de janeiro de 2018 está em vigor a Tarifa Branca, modalidade tarifária que apresenta variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo. A intenção da Tarifa Branca é permitir ao consumidor racionalizar o consumo de energia nos horários de ponta e estimular a utilização nos períodos de baixa demanda.

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

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

• Revisão Tarifária Periódica - RTP

No processo de Revisão Tarifária Periódica são repassados aos consumidores os custos não gerenciáveis (Parcela A) que abrangem os custos relacionados à aquisição de energia elétrica, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e receitas irrecuperáveis. Além disso, são reposicionados os custos da Parcela B, relacionados à operação e manutenção, depreciação e remuneração do investimento, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado, os níveis de tarifas observados em empresas similares, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas.

Em junho de 2021, através da Resolução Homologatória nº 2.886/2021, a Aneel homologou a Revisão Tarifária Periódica da Copel Distribuição que correspondeu ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores de 9,89%, sendo 9,57%, em média, para os consumidores conectados em alta tensão e 10,04%, em média, para os consumidores conectados em baixa tensão.

A BRR Líquida da Copel Distribuição, na Revisão Tarifária Periódica de 2021, foi homologada em R\$ 8,4 bilhões. A remuneração do capital atingiu R\$ 1 bilhão, taxa de 10,64% antes dos impostos, e a Quota de Reintegração Regulatória – QRR, que tem por finalidade recompor os ativos relacionados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, foi de R\$ 438 milhões, taxa média de 3,73%.

• Contrato de Concessão da Copel Distribuição

A Companhia atingiu os indicadores anuais definidos no quinto termo aditivo ao contrato de concessão, o qual impõe condicionantes relacionadas a indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira, e reitera o seu compromisso com a sustentabilidade econômica da concessão e com a continuidade dos investimentos respaldada em uma gestão de controle de custos, maximização da produtividade e melhoria da eficiência operacional.

Em 17.11.2020, a Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896, a qual estabelece os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021, alterando, inclusive, parâmetros para a apuração de algumas das variáveis da meta do indicador de Gestão Econômico-Financeira.

Em 2021 considera-se descumprido o critério de eficiência em relação à gestão econômico-financeira quando houver a não conformidade da inequação ou quando o LAJIDA for inferior à QRR. A apuração dos resultados ocorre ao final de cada ano civil, quando da divulgação dos resultados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR.

A tabela a seguir apresenta as metas definidas e atingidas desde a prorrogação da concessão:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado (R\$ milhões)	Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
			DECI ^(b)	FECi ^(b)	DECI	FECi
2016		-	13,61	9,24	10,80	7,14
2017	Lajida ≥ 0	661,4	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	Lajida (-) QRR ≥ 0	550,7	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR]} ≤ 1 / (0,8 * selic)	822,4	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR]} ≤ 1 / (1,11 * selic)	1.624,8	9,83	7,24	7,81	5,55
2021	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * selic)	-	9,29	6,84	7,20	4,76

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

(b) DECI - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Este valor será o definido na última Revisão Tarifária Periódica – RTP, atualizada pela variação da Parcela B Regulatória e calculada de forma pró rata.

Dívida Líquida: Dívida Bruta deduzida dos Ativos Financeiros, à exceção de Ativos e Passivos Financeiros em discussão administrativa ou judicial. As contas que compõe a Dívida Bruta e Ativos Financeiros estão definidas no anexo da REN nº 896/20.

LAJIDA ou EBITDA Recorrente: Refere-se ao Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização.

3.3.4. Comercialização

A Companhia possui uma carteira com 1.327 clientes atendidos, em 23 estados brasileiros, atingindo aproximadamente a quantia de 2,6 GW médios de energia comercializados na CCEE, passando a ocupar a 1ª posição no ranking em volume de energia elétrica comercializada em 2021, o que representa um aumento de 87% em relação ao ano anterior.

Em 2021, a Copel Mercado Livre participou com resultado positivo no 26º leilão Aneel de energia existente A -1 para os períodos de 2022 e 2023, resultando em dois contratos com as distribuidoras do submercado Nordeste. A Companhia também contratou um seguro de crédito, visando mitigar o risco de crédito e tornando sua carteira de recebíveis mais robusta.

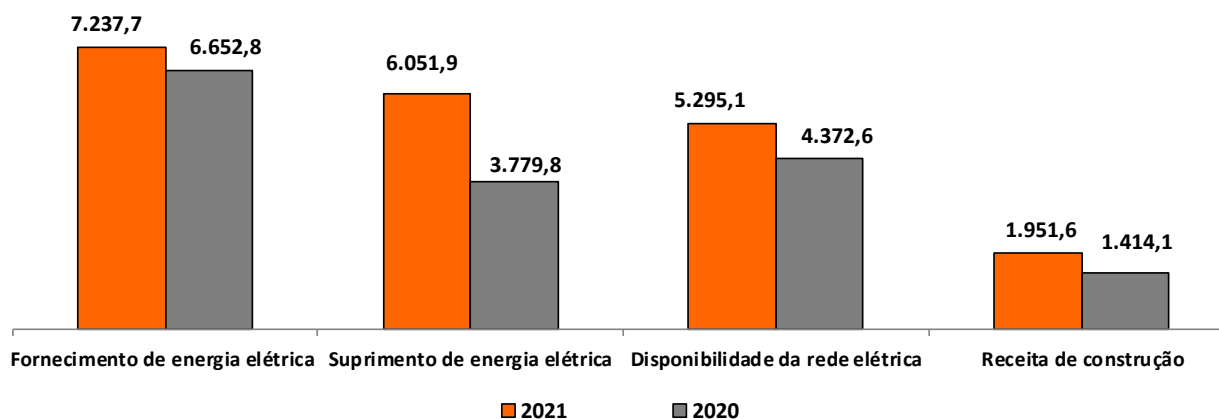
Acompanhando o mercado de serviços nacional, a Copel Mercado Livre aprimorou o produto Simplifique, adicionando o serviço de telemetria, onde possibilita ao cliente acompanhar online de seus contratos de energia.

Em dezembro de 2021, a Copel Mercado Livre realizou o Leilão de Compra de Certificados de I-REC contratando certificados de fontes hidráulica e eólica. Esses certificados de energia renovável propiciam ao cliente contabilização confiável para comprovação de emissões do Escopo 2 – emissões indiretas causadas pelo consumo de energia elétrica comprada da grade do Sistema Interligado Nacional - SIN e proveniente de fontes renováveis. Ao adquirir a energia com certificado, a empresa pode comprovar a origem da energia consumida e divulgar junto aos seus clientes, agregando assim, valor ao produto ou ao serviço fornecidos. Essa iniciativa está alinhada ao ODS7 da agenda 2030 e é um dos ODS priorizados pelo grupo Copel.

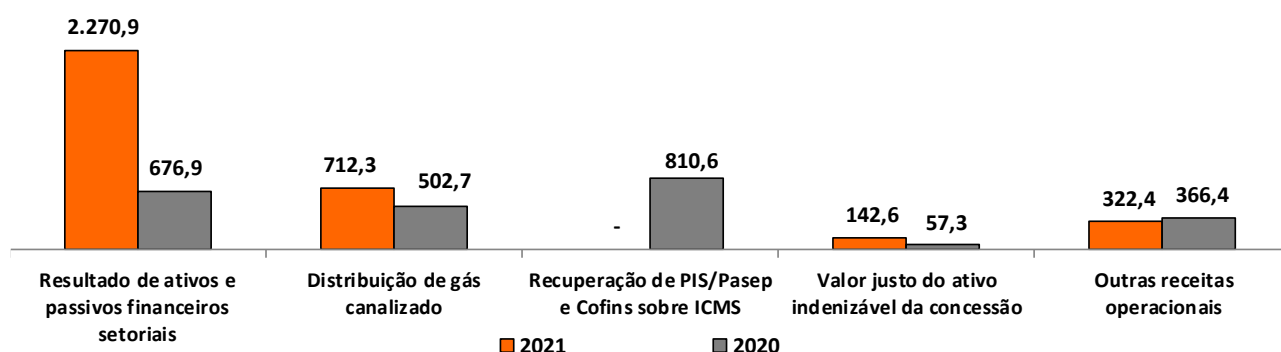
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2021, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R\$ 5.351,0 milhões, representando 28,7% de aumento em relação a 2020. Tal variação decorre principalmente de:



- 1) acréscimo de R\$ 584,9 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente dos reflexos do reajuste da Tarifa de Energia da Copel DIS de 11,32% percebido pelo consumidor a partir de 24.06.2021 e do crescimento do número de clientes da Copel Comercialização;
- 2) acréscimo de R\$ 2.272,1 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pelo despacho da usina térmica UEGA, que gerou 2.195 GWh em 2021 devido às restrições hídricas, 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 e o crescimento de 62,3% no volume de energia vendida com contratos bilaterais da Copel Comercialização;
- 3) acréscimo de R\$ 922,5 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica** devido essencialmente ao: (i) 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 (ii) pelo aumento na receita da Copel DIS decorrente dos efeitos do reajuste da Tarifa de Uso em 8,73% e da retomada do crescimento do mercado fio, que apresentou um incremento de 5,6% em 2021;
- 4) acréscimo de R\$ 537,5 milhões na **Receita de Construção** decorrente, principalmente, dos maiores investimentos no segmento de distribuição de energia;

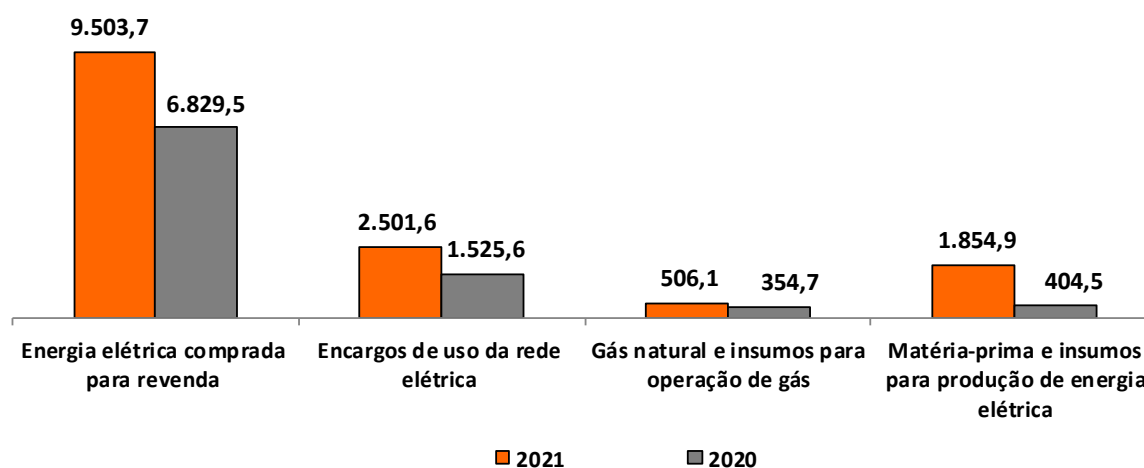


- 5) acréscimo de R\$ 1.594,0 milhões no **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** em decorrência principalmente da compra de energia e encargos de uso da rede superiores aos considerados no cálculo da tarifa de energia elétrica da Copel DIS;
- 6) acréscimo de R\$ 209,6 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, devido ao aumento do consumo e o despacho de usina termelétrica;
- 7) efeito positivo no ano anterior de R\$ 810,6 milhões em decorrência do trânsito em julgado da ação que reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e Cofins o valor integral do ICMS, não recorrente em 2021;
- 8) decréscimo de R\$ 44,0 milhões em **Outras Receitas Operacionais** decorrente principalmente da diminuição do valor justo nos contratos de compra e venda de energia da Copel Comercialização, compensado pelo aumento com receita de aluguel.

4.2. Custos e Despesas Operacionais

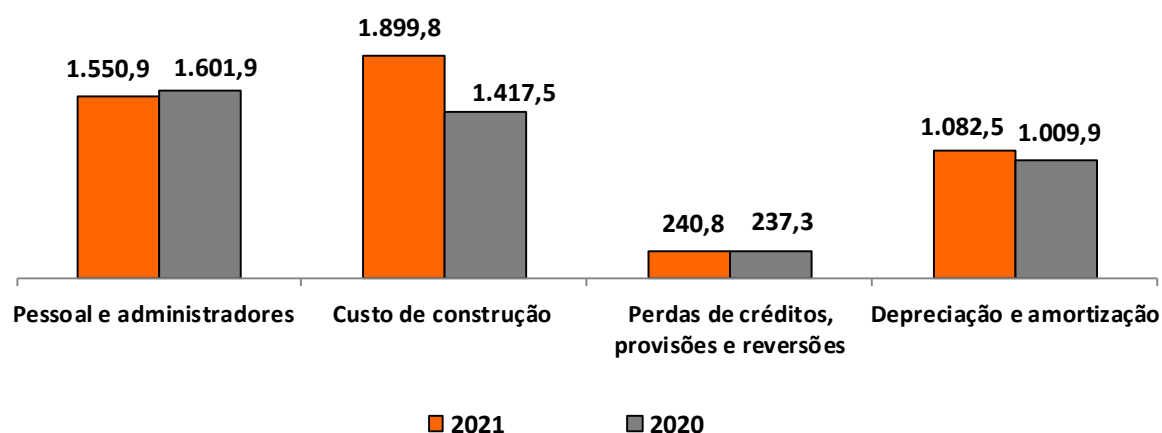
Em 2021, os Custos e despesas operacionais tiveram a acréscimo de R\$ 4.331,0 milhões, representando 29,7% de aumento em relação a 2020. Tal variação decorre principalmente de:

- **Não gerenciáveis**

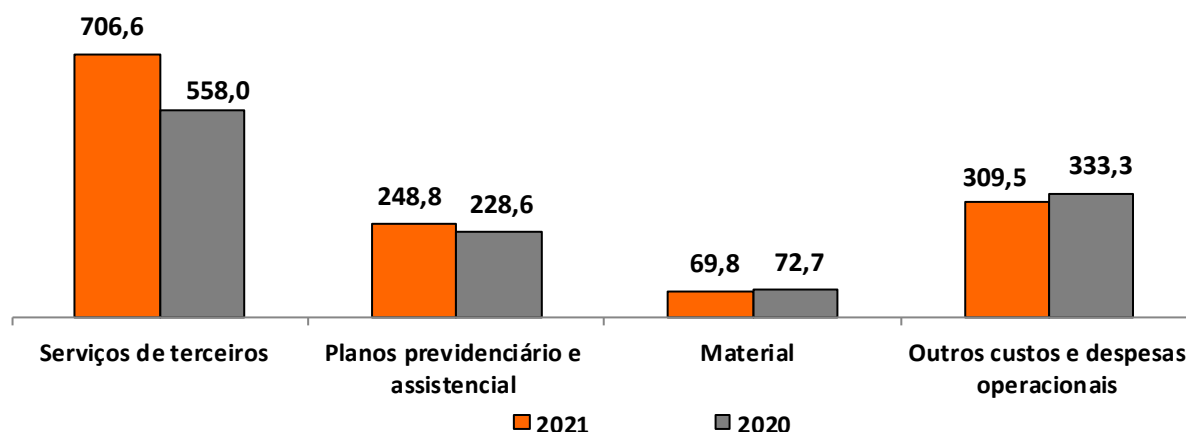


- 1) acréscimo de R\$ 2.674,2 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, principalmente pelo impacto da crise hídrica sobre os preços de energia e para fazer frente ao maior volume de energia vendida no período;
- 2) acréscimo de R\$ 976,0 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente, do maior valor de Encargos dos Serviços do Sistema - ESS devido ao maior despacho térmico fora da ordem de mérito para fazer frente à crise hídrica e pelo reajuste tarifário dos contratos da rede básica;
- 3) acréscimo de R\$ 151,4 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** decorrente do maior volume de aquisição para revenda; e
- 4) acréscimo de R\$ 1.450,4 milhões em **Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica** para atender ao despacho de usina termelétrica (UEGA).

- **Gerenciáveis**



- 5) decréscimo de R\$ 51,0 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo principalmente a redução de R\$ 114,3 milhões da provisão por desempenho e participação nos lucros, pela redução do quadro de empregados e pela política de redução de custos, compensados pelo 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\$ 73,2 milhões na provisão do programa de desligamentos voluntários no período;
- 6) acréscimo de R\$ 482,3 no **Custo de construção**, refletindo investimentos realizados na infraestrutura de transmissão e distribuição de energia e de gás canalizado;
- 7) acréscimo de R\$ 3,5 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido principalmente ao aumento de R\$ 52,6 milhões na estimativa de perdas de créditos esperadas e de R\$ 39,8 milhões em provisões de litígios, parcialmente compensado pelo aumento de R\$ 110,3 milhões na reversão de *Impairment* no segmento de geração, principalmente pelo maior despacho da UEGA;



- 8) acréscimo de R\$ 148,6 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente do aumento nos custos com manutenção do sistema elétrico, em virtude das ações para redução das interrupções aos consumidores (DEC/FEC) e do aumento dos serviços de O&M com entrada plena dos parques eólicos;
- 9) decréscimo de R\$ 23,8 milhões em **Outros custos e despesas operacionais**, principalmente devido aos ganhos com alienações de bens e direitos, à maior recuperação de custos e despesas, incluindo recuperação de faturas e de tributos, e ganhos com atualização dos valores dos ativos indenizáveis do segmento de geração, compensados pelo aumento da compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos e pelo ajuste de valoração do estoque de carvão.

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 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\$ 1.570,1 milhões (vide nota explicativa nº 1(b) das demonstrações financeiras).

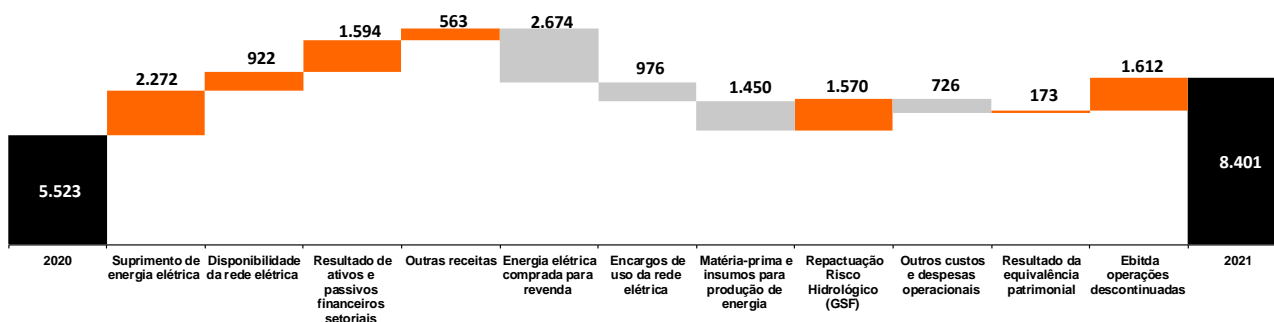
4.3. Resultado da Equivalência Patrimonial

O Resultado da Equivalência Patrimonial de 2021 foi 89,3% 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

Em R\$ milhões	Consolidado	
	2021	2020
Lucro líquido do período - operações em continuidade	3.859,0	3.834,2
Lucro líquido do período - operações descontinuadas	1.189,6	75,6
IRPJ e CSLL diferidos - operações em continuidade	790,4	24,9
IRPJ e CSLL diferidos - operações descontinuadas	128,4	(2,2)
Provisão para IRPJ e CSLL - operações em continuidade	469,2	1.260,5
Provisão para IRPJ e CSLL - operação descontinuadas	526,8	45,4
Despesas (receitas) financeiras, líquidas - operações em continuidade	327,4	(866,3)
Despesas (receitas) financeiras, líquidas - descontinuadas	25,7	33,4
Lajir/Ebit	7.316,5	4.405,4
Depreciação e Amortização - operações em continuidade	1.082,5	1.009,9
Depreciação e Amortização - descontinuadas	1,9	107,5
Lajida/Ebitda	8.400,9	5.522,8
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	8.208,9	5.426,5
Atribuído aos acionistas não controladores	192,1	96,2

Cálculo da Margem do Ebitda		
Ebitda	8.400,9	5.522,8
Receita Operacional Líquida - ROL	23.984,3	18.633,2
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	35,0%	29,6%

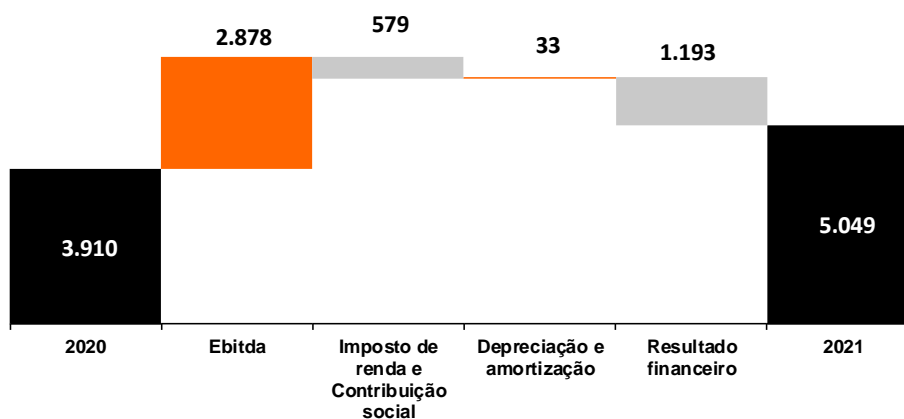


4.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou decréscimo de R\$ 1.193,6 milhões, devido principalmente ao reconhecimento de crédito tributário de Pis/Cofins em 2020, não recorrente em 2021, à menor receita com atualização financeira do contrato de CRC devido sua quitação em agosto de 2021, ao registro de despesa do valor justo de derivativos, em contrapartida a receita registrada em 2020, e à maior despesa financeira com variação monetária, cambial e encargos da dívida, compensados parcialmente pelo acréscimo no rendimento das aplicações financeiras.

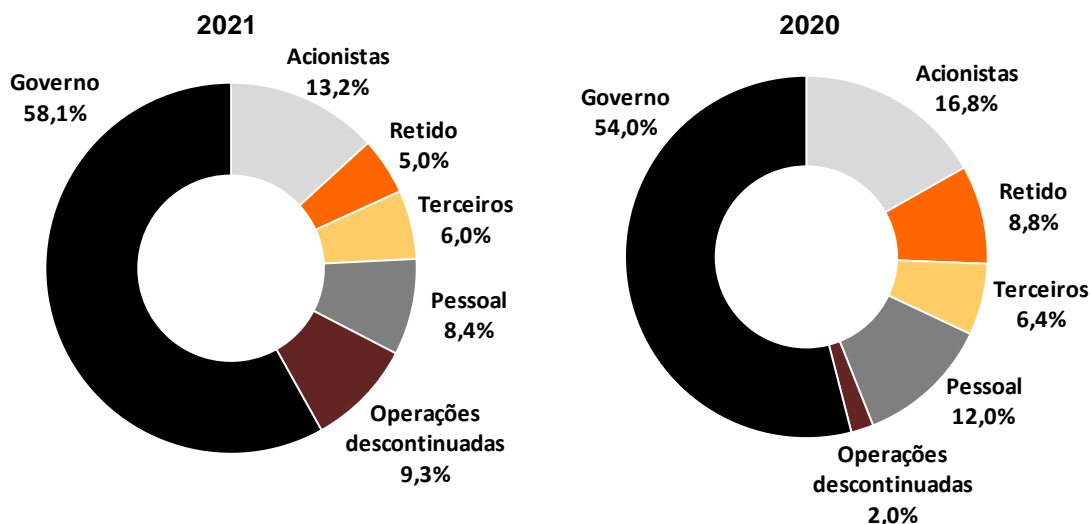
4.6. Lucro Líquido

Em 2021, o lucro líquido consolidado foi de R\$ 5.048,6 milhões, sendo 29,1% superior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 3.909,8 milhões.



4.7. Valor Adicionado

No exercício de 2021, a Copel apurou R\$ 21.227,4 milhões de Valor Adicionado - total 41,0% superior ao ano anterior, no montante de R\$ 15.052,0 milhões. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



4.8. Endividamento

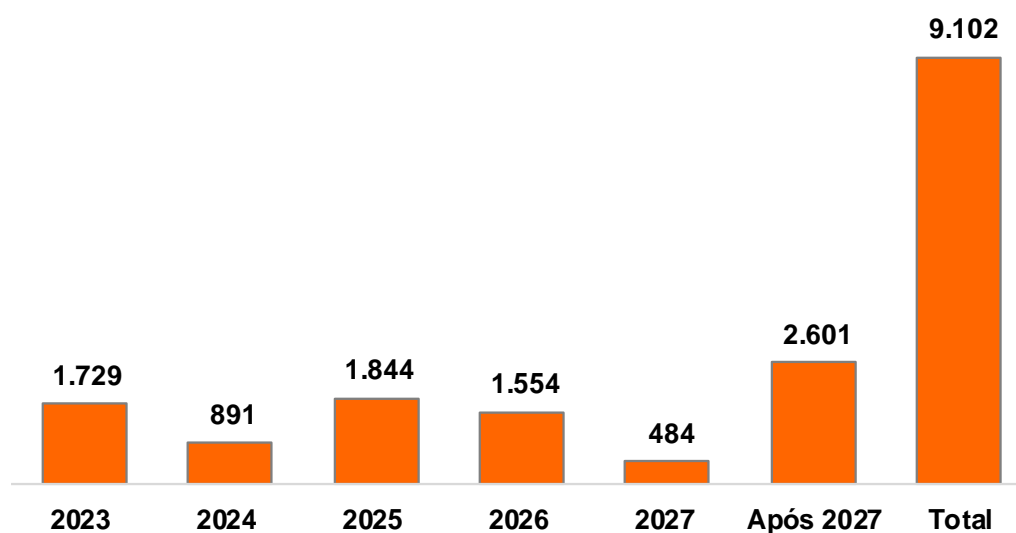
A Companhia financia liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos propiciados por operações e mediante financiamentos, visando à ampliação e à modernização dos negócios ligados a geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de

financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício. Em 2021 foram obtidos os recursos apresentados no quadro 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
6ª Emissão de Debêntures	Copel Distribuição	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			3.134,3

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 2.609,1 milhões, sendo R\$ 2.054,6 milhões de principal e R\$ 554,5 milhões de encargos. O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:



4.9. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

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

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

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

⁽³⁾ Dividendo adicional proposto (exercício 2021)

(em R\$ mil)	2020						
	Total	DIV	DIV	DIV	JCP	JCP	DIV
Aprovação na AGO	29.04.2021						
Aprovação no CAD			17.03.2021	17.03.2021	17.03.2021	09.12.2020	16.09.2020
Data de pagamento		11.08.2021	30.04.2021	11.08.2021	11.08.2021	11.08.2021	30.09.2020
Lucro Líquido Ajustado	3.768.622						
Valor para Ações ON	1.278.128	106.334	632.732	62.391	67.926	408.745	
Valor para Ações PNA	4.154	470	1.568	154	168	1.013	781
Valor para Ações PNB	1.243.723	103.472	615.700	60.711	66.098	397.742	
Total Distribuído Bruto	2.526.005	210.276	1.250.000	123.256	134.192	807.500	781

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:

Subsidiária / SPE ⁽¹⁾	Realizado		Previsto 2022	Variação % 2021-2020
	2021	2020		
Copel Geração e Transmissão	494,8	457,3	407,3	8,2
Copel Distribuição	1.623,0	1.279,6	1.634,5	26,8
Copel Telecomunicações	54,4	103,4	-	(47,4)
Copel Comercialização	2,0	1,0	2,9	100,0
Copel Serviços	0,7	-	2,4	-
Holding	3,5	0,6	6,7	483,3
Outros ^{(1) (2)}	0,5	-	13,3	-
Total	2.178,9	1.841,9	2.067,1	18,3

⁽¹⁾ Referente à participação da Copel no Empreendimento.

⁽²⁾ Inclui Uega.

4.11. Ações

Volume negociado das ações 2021:

Volume negociado	ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)		UNIT (CPLE11)		
	Total	Média diária	Total	Média diária	Total	Média diária	
B3	Negócios	862.485	3.492	4.475.349	18.119	397.679	2.312
	Quantidade	503.952.400	2.040.293	3.283.836.300	13.294.884	95.532.200	555.420
	Volume (R\$ mil)	3.015.227	12.207	21.193.830	85.805	2.956.047	17.186
	Presença nos pregões	247	100%	247	100%	172	100%
NYSE	Quantidade	131.789	4.118	925.161.237	11.710.902	154.837.222	895.013
	Volume (US\$ mil)	160	5	1.095.054	13.861	887.427	5.130
	Presença nos pregões	32	41%	79	100%	173	100%
Latibex	Quantidade	-	-	185.686	4.126	489	3
	Volume (€ mil)	-	-	354	8	2	-
	Presença nos pregões	-	-	45	18%	3	2%

Desempenho do preço das ações em 31.12.2021:

	Ação	2021	2020	Variação %
B3	ON (CPLE3)	R\$ 6,12	R\$ 7,00	(12,6)
	média ON	R\$ 5,84	R\$ 6,36	(8,2)
	PNA (CPLE5)	R\$ 35,89	R\$ 6,05	493,2
	média PNA	R\$ 24,02	R\$ 4,43	442,2
	PNB (CPLE6)	R\$ 6,44	R\$ 7,49	(14,0)
	média PNB	R\$ 6,29	R\$ 6,44	(2,3)
	UNIT (CPLE11) ⁽¹⁾	R\$ 32,00	-	-
	média UNIT	R\$ 31,12	-	-
	Ibovespa	104.822	119.017	(11,9)
	Índice de Energia Elétrica	76.305	82.846	(7,9)
NYSE	ON (ELPVY) ⁽²⁾	-	US\$ 1,39	-
	média ELPVY	-	US\$ 1,22	-
	PNB (ELP) ⁽³⁾	-	US\$ 1,43	-
	média ELP	-	US\$ 1,27	-
	UNIT (ELP) ⁽¹⁾	US\$ 5,63	-	-
	média ELP	US\$ 5,73	-	-
LATIBEX	Índice Dow Jones	36.338	30.606	18,7
	ON (XCOPO) ⁽⁴⁾	-	-	-
	média XCOPO	-	-	-
	PNB (XCOP)	€ 1,01	€ 0,95	6,3
	média XCOP	€ 1,00	€ 1,09	(8,3)
	UNIT (XCOPU) ⁽¹⁾	€ 4,46	-	-
média XCOPU	€ 4,44	-	-	
Índice Latibex	2.088	1.975	5,8	

⁽¹⁾ Pregão a partir de 26.04.2021 (Implementação do programa de UNITS)

⁽²⁾ Ação deixou de ser listada a partir de 26.04.2021 (Implementação do programa de UNITS)

⁽³⁾ Ação deixou de ser listada como PNB a partir de 26.04.2021 (Implementação do programa de UNITS)

⁽⁴⁾ Pregão a partir de 26.04.2021 (Implementação do programa de UNITS). Não foram realizadas negociações deste papel até 31.12.2021

4.12. Inadimplência de Consumidores

A Companhia passou a calcular, desde 2003, o índice de inadimplência do produto “fornecimento de energia elétrica”, cuja metodologia de cálculo considera inadimplente o consumidor com débito vencido há mais de 15 dias até 360 dias e exclui o reconhecimento de perdas dos débitos vencidos.

Mesmo com as dificuldades relacionados à pandemia e seus reflexos sobre a atividade econômica, emprego e renda, os resultados dos dois principais indicadores de inadimplência da Copel Distribuição (Corporativa e Abradee) foram satisfatórios, conforme abaixo:

Indicador	2021	2020	Variação %
Inadimplência Companhia ⁽¹⁾	1,34%	1,37%	-2,19%
Inadimplência Abradee ⁽²⁾	2,67%	2,28%	17,11%

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

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

Importante destacar que uma das medidas determinadas pelo Órgão Regulador foi o impedimento da suspensão de fornecimento e de outras ações de cobrança, como negativação e protesto de devedores, nos anos de 2020 e 2021, com sensíveis reflexos sobre a inadimplência de clientes.

O resultado satisfatório foi possível pela adoção de outras ferramentas de cobrança como os avisos de inadimplência (por meio de SMS, e-mail e carta cobrança) e, após o período de proibição de corte, a intensificação da suspensão de fornecimento. Estas ações permitiram a recuperação de contas inadimplentes com muitos dias de atraso.

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

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

Geração e Transmissão

Em 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.

Distribuição

Em 2021, a Copel Distribuição investiu R\$ 40,7 milhões em 43 projetos, dentre eles 11 estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel através de chamada de projetos. Em 6 projetos a participação se deu de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico. Foi realizada a contratação de 1 novo projeto selecionado através do Comitê de Inovação. Os investimentos previstos perfazem um montante de R\$ 71,5 milhões a serem realizados em até 3 anos.

Ainda, em 2021, a Copel Distribuição aplicou R\$ 70,0 milhões com recursos do PEE na execução de 160 projetos. Foram selecionados 26 projetos na chamada pública 003/2020, totalizando R\$ 29,1 milhões para aplicação em 2022, 2023 e 2024. Também houve a publicação das chamadas públicas 004/2021 e 005/2021 com a disponibilização do total de 50,00 milhões de investimento.

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 Companhia 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 e gás canalizado, 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, transmissão, comercialização e distribuição 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.

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

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

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Dezembro/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	22
3 Base de Preparação	25
4 Principais Políticas Contábeis	26
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	41
6 Títulos e Valores Mobiliários	42
7 Clientes	43
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	45
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	46
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	49
11 Ativos de contrato	51
12 Outros Créditos	53
13 Tributos	54
14 Despesas Antecipadas	60
15 Partes Relacionadas	60
16 Depósitos Judiciais	61
17 Investimentos	62
18 Imobilizado	67
19 Intangível	74
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas	77
21 Fornecedores	77
22 Empréstimos e Financiamentos	78
23 Debêntures	82
24 Benefícios Pós-emprego	84
25 Encargos Setoriais a Recolher	89
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	90
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	91
28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	92
29 Outras Contas a Pagar	94
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	94
31 Patrimônio Líquido	99
32 Receita Operacional Líquida	102
33 Custos e Despesas Operacionais	106
34 Resultado Financeiro	109
35 Segmentos Operacionais	110
36 Instrumentos Financeiros	113
37 Transações com Partes Relacionadas	130
38 Compromissos	134
39 Seguros	135
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	135
41 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	135
42 Eventos subsequentes	138
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	139
RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	145
PARECER DO CONSELHO FISCAL	152
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	153
DECLARAÇÃO	154

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	626.052	42.700	3.472.845	3.222.768
Títulos e valores mobiliários	6	91	90	16.121	1.465
Cauções e depósitos vinculados		-	-	182	197
Clientes	7	-	-	4.433.193	3.768.242
Dividendos a receber		1.558.212	1.290.114	68.162	67.066
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	-	287.789	-	287.789
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	383.740	173.465
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	5.121	4.515
Ativos de contrato	11	-	-	148.488	285.682
Outros créditos	12	1.150	1.025	749.816	514.185
Estoques		-	-	197.779	162.791
Imposto de renda e contribuição social		3.991	12.171	151.912	86.410
Outros tributos a recuperar	13.2	-	-	1.508.864	1.565.323
Despesas antecipadas	14	528	150	53.649	36.987
Partes relacionadas	15	5.374	40.298	-	-
		2.195.398	1.674.337	11.189.872	10.176.885
Ativos classificados como mantidos para venda	41	-	758.742	-	1.230.546
		2.195.398	2.433.079	11.189.872	11.407.431
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	344.937	299.065
Outros investimentos temporários		19.985	22.385	19.985	22.385
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	142.764	133.521
Clientes	7	-	-	82.233	51.438
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	-	1.104.835	-	1.104.835
Depósitos judiciais	16	131.519	125.738	591.131	486.746
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	383.740	173.465
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	2.261.684	1.897.825
Ativos de contrato	11	-	-	6.739.560	5.207.115
Outros créditos	12	7.658	7.443	916.606	845.460
Imposto de renda e contribuição social		30.000	117.682	153.850	137.778
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	165.484	282.132	963.259	1.191.104
Outros tributos a recuperar	13.2	38.659	88.331	3.143.546	4.539.498
Despesas antecipadas	14	-	-	27	44
Partes relacionadas	15	150.572	140.337	-	-
		543.877	1.888.883	15.743.322	16.090.279
Investimentos	17	21.144.478	18.807.102	3.042.134	2.729.517
Imobilizado	18	4.112	2.725	10.142.591	9.495.460
Intangível	19	3.473	2.041	9.215.560	6.929.456
Direito de uso de ativos	28	3.165	962	204.056	132.521
		21.699.105	20.701.713	38.347.663	35.377.233
TOTAL DO ATIVO		23.894.503	23.134.792	49.537.535	46.784.664

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Balancos 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	20	36.454	16.759	604.810	684.046
Partes relacionadas	15	2.292	283.650	-	-
Fornecedores	21	3.353	3.184	2.585.735	2.291.307
Imposto de renda e contribuição social		1.813	-	63.946	681.831
Outras obrigações fiscais	13.2	34.956	952	440.933	490.608
Empréstimos e financiamentos	22	321.157	512.086	579.770	717.677
Debêntures	23	501.716	301.972	2.144.485	1.881.411
Dividendos a pagar		260.995	944.274	330.947	991.887
Benefícios pós-emprego	24	229	226	68.836	69.231
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	198.386	33.712
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	292.495	380.186
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	104.963	88.951
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	139.770	188.709
Passivo de arrendamentos	28	301	279	47.240	41.193
Outras contas a pagar	29	548	567	370.383	235.400
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	7.294	121.838
		1.163.814	2.063.949	7.979.993	8.897.987
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	41	-	-	-	756.405
		1.163.814	2.063.949	7.979.993	9.654.392
NÃO CIRCULANTE					
Partes relacionadas	15	5.851	5.851	-	-
Fornecedores	21	-	-	125.249	145.145
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	-	-	1.364.828	484.338
Outras obrigações fiscais	13.2	3.260	2.978	594.810	622.483
Empréstimos e financiamentos	22	468.970	266.682	3.098.674	2.470.854
Debêntures	23	-	499.317	6.003.132	4.876.070
Benefícios pós-emprego	24	13.922	9.929	1.226.338	1.424.383
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	334.602	284.825
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	798.996	642.913
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	153.409	-
Passivo de arrendamentos	28	2.957	707	165.494	97.168
Outras contas a pagar	29	50.943	1.936	599.909	469.886
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	3.319.501	3.805.985
Provisões para litígios	30	347.762	324.332	1.597.365	1.555.704
		893.665	1.111.732	19.382.307	16.879.754
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	31.1	10.800.000	10.800.000	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	426.170	353.349	426.170	353.349
Reserva legal		1.457.087	1.209.458	1.457.087	1.209.458
Reserva de retenção de lucros		7.785.092	6.088.855	7.785.092	6.088.855
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	31.4	1.368.675	1.507.449	1.368.675	1.507.449
		21.837.024	19.959.111	21.837.024	19.959.111
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	338.211	291.407
		21.837.024	19.959.111	22.175.235	20.250.518
TOTAL DO PASSIVO		23.894.503	23.134.792	49.537.535	46.784.664

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
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	23.984.287	18.633.249
Custos Operacionais	33	-	-	(19.119.637)	(13.347.822)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	4.864.650	5.285.427
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(194.998)	(159.825)
Despesas gerais e administrativas	33	(126.172)	(79.762)	(924.561)	(809.408)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	33	-	-	1.570.543	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	(86.344)	(24.423)	(235.910)	(256.475)
Resultado da equivalência patrimonial	17	3.689.345	3.551.254	366.314	193.547
		3.476.829	3.447.069	581.388	(1.032.161)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		3.476.829	3.447.069	5.446.038	4.253.266
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		304.809	335.485	932.049	1.839.668
Despesas financeiras		(112.332)	(86.076)	(1.259.410)	(973.397)
		192.477	249.409	(327.361)	866.271
LUCRO OPERACIONAL		3.669.306	3.696.478	5.118.677	5.119.537
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		67.641	-	(469.226)	(1.260.469)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		30.250	127.503	(790.406)	(24.896)
		97.891	127.503	(1.259.632)	(1.285.365)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		3.767.197	3.823.981	3.859.045	3.834.172
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	41	1.185.376	80.221	1.189.557	75.578
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		4.952.573	3.904.202	5.048.602	3.909.750
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	3.767.197	3.823.981
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	1.185.376	80.221
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	17.2.2	-	-	96.029	5.548
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,20448	1,33430		
Ações preferenciais classe "A"		1,41173	1,76982		
Ações preferenciais classe "B"		1,50668	1,46773		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3				
Ações ordinárias		1,61429	1,36229		
Ações preferenciais classe "A"		1,86252	1,80062		
Ações preferenciais classe "B"		1,95747	1,49852		

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 EXERCÍCIO		4.952.573	3.904.202	5.048.602	3.909.750
Itens que não serão reclassificados para o resultado	31.2				
Ganhos (perdas) com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		(3.257)	(779)	246.626	(271.345)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		154.751	(178.434)	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		1.107	265	(93.881)	92.190
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		152.601	(178.948)	152.745	(179.155)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		5.105.174	3.725.254	5.201.347	3.730.595
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				3.919.798	3.645.033
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				1.185.376	80.221
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				96.173	5.341

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 aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros						
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	Lucros acumulados			
Saldo em 1º de janeiro de 2020		10.800.000	739.994	(148.067)	1.014.248	4.846.239	-	-	17.252.414	345.798	17.598.212
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	3.904.202	3.904.202	5.548	3.909.750
Outros resultados abrangentes											
Perdas atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	(178.948)	-	-	-	-	(178.948)	(207)	(179.155)
Resultado abrangente total do exercício		-	-	(178.948)	-	-	-	3.904.202	3.725.254	5.341	3.730.595
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(59.630)	-	-	-	-	59.630	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(51.799)	(51.799)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	195.210	-	-	(195.210)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	31.4	-	-	-	-	-	-	(807.500)	(807.500)	-	(807.500)
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	31.4	-	-	-	-	(1.507.449)	1.507.449	-	-	-	-
Dividendos	31.4	-	-	-	-	-	-	(211.057)	(211.057)	(7.933)	(218.990)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	2.750.065	-	(2.750.065)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020		10.800.000	680.364	(327.015)	1.209.458	6.088.855	1.507.449	-	19.959.111	291.407	20.250.518
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	4.952.573	4.952.573	96.029	5.048.602
Outros resultados abrangentes											
Ganhos atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	152.601	-	-	-	-	152.601	144	152.745
Resultado abrangente total do exercício		-	-	152.601	-	-	-	4.952.573	5.105.174	96.173	5.201.347
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(46.575)	-	-	-	-	46.575	-	-	-
Realização de passivo atuarial - desinvestimento da Copel Telecom	31.2	-	-	(33.205)	-	33.205	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2 e 31.4	-	-	-	-	-	(1.507.449)	-	(1.507.449)	(32.638)	(1.540.087)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	247.629	-	-	(247.629)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	31.4	-	-	-	-	(283.173)	-	(239.636)	(522.809)	-	(522.809)
Dividendos	31.4	-	-	-	-	-	1.368.675	(2.565.678)	(1.197.003)	(16.731)	(1.213.734)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.946.205	-	(1.946.205)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2021		10.800.000	633.789	(207.619)	1.457.087	7.785.092	1.368.675	-	21.837.024	338.211	22.175.235

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 proveniente de operações em continuidade		3.767.197	3.823.981	3.859.045	3.834.172
Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas		1.185.376	80.221	1.189.557	75.578
Lucro líquido do exercício		4.952.573	3.904.202	5.048.602	3.909.750
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		(171.505)	(248.818)	622.680	456.456
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(134.482)	(94.307)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	-	-	(1.084.986)	(777.670)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	13.2.1	-	-	(21.640)	(1.755.112)
Imposto de renda e contribuição social	13.3	(67.641)	-	469.226	1.260.469
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	(30.250)	(127.503)	790.406	24.896
Resultado da equivalência patrimonial		(3.719.608)	(3.551.254)	(303.137)	(193.547)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	24.4	7.360	5.501	246.812	224.478
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	194.016	148.019
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(142.642)	(57.341)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(2.502.324)	(746.052)
Depreciação e amortização	33	2.316	1.990	1.082.539	1.009.912
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	76.374	17.224	240.787	237.294
Resultado da repactuação do risco hidrológico - GSF	33	-	-	(1.570.543)	-
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		-	-	(722)	(722)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	32.1 e 33.1	-	-	35.818	(137.463)
Valor justo nas operações com derivativos	34	-	-	20.401	(24.511)
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1 e 10.2	-	-	20	144
Baixas de ativos de contrato	11.1 e 11.3	-	-	7.155	35.590
Resultado das baixas de imobilizado		-	-	40.305	5.195
Resultado das baixas de intangíveis	19.1 a 19.4	-	-	30.623	52.811
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	28.1 e 28.2	(9)	-	(177)	(314)
Lucro líquido do período das operações descontinuadas	41	(1.185.376)	-	(1.189.557)	-
		(135.766)	1.342	1.879.180	3.577.975
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	(210.965)	(175.049)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		1.733.450	710.798	82.937	53.952
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	1.646.614	300.025	1.646.614	300.025
Depósitos judiciais		(1.682)	715	(87.866)	16.729
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	1.509.802	979.642
Outros créditos		(340)	44	(129.814)	(13.898)
Estoques		-	-	(30.699)	(40.035)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(61.924)	(26)	(267.179)	123.582
Outros tributos a recuperar		753	(1.488)	(64.130)	74.125
Despesas antecipadas		(378)	(55)	(16.621)	(3.473)
Partes relacionadas		(8.883)	(32.041)	-	-
		3.307.610	977.972	2.432.079	1.315.600
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		19.695	8.322	17.224	347.002
Partes relacionadas		1.459	5.843	-	-
Fornecedores		169	(772)	(53.298)	292.108
Outras obrigações fiscais		51.943	(75.405)	834.358	(79.053)
Benefícios pós-emprego	24.4	(6.621)	(5.161)	(198.626)	(197.143)
Encargos setoriais a recolher		-	-	164.674	5.204
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(246.744)	(153.729)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	-	-	(88.430)	(74.931)
Outras contas a pagar		20.326	953	21.828	117.610
Provisões para litígios quitadas		(27.410)	(271)	(207.877)	(167.316)
		59.561	(66.491)	243.109	89.752
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		3.231.405	912.823	4.554.368	4.983.327
Imposto de renda e contribuição social pagos		(259.039)	(1.811)	(659.318)	(636.420)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(44.958)	(29.401)	(193.421)	(183.391)
Encargos de debêntures pagos	23.2	(24.805)	(40.286)	(343.903)	(386.281)
Encargos de mútuos obtidos com partes relacionadas pagos		(10.055)	-	-	-
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(236)	(54)	(6.514)	(6.679)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
		2.892.312	841.271	3.351.212	3.770.556
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	-	(80.221)	35.620	170.288
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		2.892.312	761.050	3.386.832	3.940.844

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 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		2.399	5.349	(54.120)	(48.238)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		-	(40.000)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		33.899	7.015	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(1.482.785)	(1.236.999)
Aquisições de controladas - efeito no caixa	1.2	-	-	(501.886)	-
Aportes em investimentos	17.1	(503.202)	(68.127)	(30.970)	(72.439)
Redução de capital em investidas	17.1	82.330	228	-	228
Aquisições de imobilizado		(1.847)	(1.800)	(338.137)	(226.325)
Aquisições de intangível		(1.771)	(1.045)	(4.546)	(10.225)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(388.192)	(98.380)	(2.412.444)	(1.593.998)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	2.506.837	-	2.444.352	(73.573)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		2.118.645	(98.380)	31.908	(1.667.571)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	-	-	134.313	263.000
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	22.4	-	-	(1.647)	-
Ingressos de debêntures emitidas	23.2	-	-	3.000.000	-
Custos de transação na emissão de debêntures	23.2	-	-	(35.030)	-
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas		-	280.000	-	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	-	(38.500)	(202.577)	(248.863)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	(300.000)	(300.000)	(1.852.048)	(1.036.490)
Amortizações de principal de mútuos obtidos com partes relacionadas		(280.000)	-	-	-
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(317)	(329)	(51.270)	(46.365)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(3.847.288)	(586.445)	(3.874.318)	(626.357)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(4.427.605)	(645.274)	(2.882.577)	(1.695.075)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	-	-	(1.850)	(20.038)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(4.427.605)	(645.274)	(2.884.427)	(1.715.113)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		583.352	17.396	534.313	558.160
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	42.700	25.304	3.222.768	2.941.727
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	626.052	42.700	3.472.845	3.222.768
Varição de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	41	-	-	284.236	277.119
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		583.352	17.396	534.313	558.160

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	-	-	30.472.742	23.542.378
Receita de construção	-	-	2.269.422	1.575.632
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	142.642	57.341
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	2.502.324	746.052
Repactuação do Risco Hidrológico - GSF	-	-	1.570.543	-
Outras receitas	73	3.131	109.469	23.234
Perdas de crédito esperadas	-	-	(181.023)	(128.466)
	73	3.131	36.886.119	25.816.171
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	10.474.551	7.437.496
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	1.815.513	1.547.636
Material, insumos e serviços de terceiros	24.339	27.521	2.855.724	1.104.539
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	647.980	452.384
Custo de construção	-	-	2.040.866	1.414.888
Perda de valores ativos	111	479	77.560	71.384
Reversão de perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(134.854)	(48.111)
Outros insumos	101.775	39.109	312.268	281.190
	126.225	67.109	18.089.608	12.261.406
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(126.152)	(63.978)	18.796.511	13.554.765
(-) Depreciação e amortização	2.316	1.990	1.082.539	1.009.913
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(128.468)	(65.968)	17.713.972	12.544.852
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	3.689.345	3.551.254	366.314	193.547
Receitas financeiras	304.809	335.485	932.049	1.839.668
Outras receitas	853	783	251.003	173.727
	3.995.007	3.887.522	1.549.366	2.206.942
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	1.792.910	80.221	1.964.096	300.178
	5.659.449	3.901.775	21.227.434	15.051.972

(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	17.809		11.163		877.259		873.359	
Planos previdenciário e assistencial	4.065		2.620		248.773		228.634	
Auxílio alimentação e educação	2.258		1.501		102.957		107.052	
Encargos sociais - FGTS	1.021		469		50.686		50.213	
Programa de desligamentos voluntários	33.254		-		139.232		66.905	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	13.717		11.265		367.423		481.681	
	72.124	1,3	27.018	0,7	1.786.330	8,4	1.807.844	12,0
Governo								
Federal								
Tributos	(55.871)		(92.752)		2.708.544		1.768.376	
Encargos setoriais	-		-		4.680.233		2.169.963	
Estadual	29		31		4.933.469		4.192.462	
Municipal	20		7		17.728		9.259	
	(55.822)	(1,0)	(92.714)	(2,4)	12.339.974	58,1	8.140.060	54,1
Terceiros								
Juros	75.538		58.026		1.214.127		936.740	
Arrendamentos e aluguéis	246		243		22.672		10.842	
Doações, subvenções e contribuições	7.256		5.000		41.190		22.136	
	83.040	1,5	63.269	1,6	1.277.989	6,0	969.718	6,4
Acionistas								
Lucros retidos	961.883		1.297.975		957.702		1.302.618	
Remuneração do capital próprio	239.636		807.500		239.636		807.500	
Dividendos	2.565.678		211.057		2.565.678		211.057	
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	-		1.507.449		-		1.507.449	
Participações de acionistas não controladores	-		-		96.029		5.548	
	3.767.197	66,5	3.823.981	98,0	3.859.045	18,2	3.834.172	25,5
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	1.792.910	31,7	80.221	2,1	1.964.096	9,3	300.178	2,0
	5.659.449	100,0	3.901.775	100,0	21.227.434	100,0	15.051.972	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 Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua José Izidoro Biazzetto, 158, Bloco A, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, cujas ações são negociadas no Nível 2 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e também negociadas nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia e gás natural. Em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento em participação de telecomunicações (NE nº 41).

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 e de gás canalizado, 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 adotou diversas ações em prol de seus clientes, mantendo a confiabilidade e disponibilidade de suas usinas, dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e gás, para que os mesmos possam se manter conectados e usufruindo dos serviços da Companhia neste momento de pandemia.

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 em 2021 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 distribuição, 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 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, comercialização e distribuição 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.

Em relação ao mercado cativo de distribuição de energia, a Copel, após o fim das restrições impostas pela Aneel, retomou as ações de cobrança junto aos consumidores inadimplentes e criou condições especiais para parcelamento de dívidas, dando condições aos consumidores em se manter adimplentes perante à Companhia.

Em 26.03.2021 foi emitida a Resolução Aneel nº 928, que impede a suspensão de fornecimento de energia dos consumidores baixa renda e de alguns outros grupos de consumidores, sem impacto relevante para a Copel, tendo em vista que estes consumidores já estão contemplados pela Lei Estadual nº 20.187/2020, que também trata da proibição de corte de fornecimento de energia.

No âmbito dos contratos de energia celebrados no mercado livre, para reduzir o impacto na arrecadação e evitar futuras discussões judiciais, a Copel renegociou com seus clientes com dificuldade no cumprimento dos contratos, propondo parcelamentos e a postergação do vencimento das faturas.

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 18.4.

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 possui saldo de R\$ 963.259 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 das operações de compra e venda de energia futuras

A variação no período da marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia elétrica ocorreram principalmente pelo aumento da taxa de desconto, que utiliza como referência a taxa de retorno das NTN-Bs divulgadas pela Anbima. No médio e longo prazo os preços futuros da energia elétrica não tiveram variação significativa. Portanto, neste momento, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo das operações de compra e venda de energia futuras da Companhia.

a.5) 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.6) 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 24, os planos de benefícios não geraram obrigações adicionais.

a.7) 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\$ 3.209.879 (R\$ 1.753.039 em 31.12.2020) com saldo de caixa e equivalente de caixa de R\$ 3.472.845, frente ao saldo de R\$ 3.222.768 em 31.12.2020.

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

a.8) Outros ativos

A Companhia não identificou quaisquer mudanças nas circunstâncias que indiquem *impairment* de outros ativos. Salienta-se que a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, atualizados até a data do reajuste/revisão tarifária quando, então, o Poder Concedente homologa o repasse na base tarifária e a Companhia repassa ao consumidor durante o próximo ciclo anual, que na Copel ocorre a partir de 24 de junho de cada exercício.

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 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 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 20.09.2021 e 28.09.2021, o Conselho de Administração da Elejor e da Copel GeT, respectivamente, aprovaram 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\$ 1.570.543 com impacto positivo no seu resultado operacional consolidado e de R\$ 1.036.558 no lucro líquido do exercício.

1.1 Participações societárias da Copel

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

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL) - NE nº 41	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária S.A. (UEGA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,3	Copel
			60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield) - 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	68,84	Copel GeT
			31,16	Brownfield
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (FDA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A. (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
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A. (a)	Curitiba/PR	Participação em sociedades	49,0	Copel
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (b)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Jundiaí/SP	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

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

(b) Empresa baixada em 26.07.2021.

1.1.3 Coligadas

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

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Consórcio	Consorticiados	Participação %
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul (NE nº 18.3)	Copel GeT	51,0
	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (NE nº 18.3)	Copel GeT	30,0
	Geração Céu Azul S.A. (controlada da Neoenergia S.A.)	70,0
Consórcio Copel Energia a Gás Natural (a)	Copel	49,0
	Shell Brasil Petróleo Ltda.	51,0
Consórcio Paraná IP (b)	Copel	49,0
	Consórcio BRC	51,0

a) **Consórcio Copel Energia a Gás Natural**

Em julho de 2020 foi constituído o Consórcio Copel Energia a Gás Natural com a finalidade de desenvolver estudos de viabilidade técnica, econômico-financeira e socioambiental de projetos de geração termelétrica à gás natural. O objeto previsto para o consórcio se encontra em desenvolvimento.

b) **Consórcio Paraná IP**

Em setembro de 2020 foi criado o Consórcio Paraná IP, com o objetivo de participar de estudos e licitações para modernização de sistemas de iluminação pública e desenvolvimento de soluções de cidades inteligentes (*smart cities*). No entanto, a Companhia aprofundou a prospecção de oportunidades de negócio e as análises de atratividade para atuação no segmento, considerando as recentes concessões efetuadas por municípios para constituição de Parcerias Público-Privadas e os níveis de deságio apresentados pelos potenciais concorrentes e concluiu por não priorizar sua atuação neste serviço no atual momento. O processo de distrato do consórcio foi finalizado em 25.05.2021 com o registro na Junta Comercial do Paraná.

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 Paraíba 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 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 Fluxo 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

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias	Participação %	Vencimento
Copel DIS	100	07.07.2045
Elejor	70	11.06.2040
	70	10.05.2040
	70	19.12.2032
Dona Francisca Energética	23	21.09.2037
UEG Araucária	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	51	06.07.2024
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	49	18.04.2047

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

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

2.1.1 Compagas

A Compagas tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão que ocorria em 20.01.2019. Houve um entendimento entre os acionistas de que a lei poderia ser questionada e a Compagas entrou com ação judicial, pela inconstitucionalidade da Lei. Foi deferida tutela provisória à Compagas reconhecendo a validade da cláusula de vencimento prevista em contrato. Em 1º.12.2020, foi emitida a Lei Complementar nº 227 que revogou o artigo 15 da Lei Complementar nº 205/17, mantendo o vencimento da concessão em 06.07.2024.

Em 23.07.2021, a Secretaria do Planejamento e Projetos Estruturantes do Estado do Paraná submeteu para consulta pública o Plano Estadual para o Setor de Distribuição de Gás Canalizado, abrangendo a proposta de prorrogação da concessão da Compagas por 30 anos, contados a partir de 06.07.2024. A proposta contempla a celebração de novo contrato de concessão, com alteração da estrutura tarifária da concessão de preço por custo para tarifa teto. Em 22.02.2022 foi realizada Audiência Pública por meio de videoconferência para coletar sugestões e contribuições ao Plano Estadual do Gás e Prorrogação da Concessão. O Relatório Final da audiência não foi divulgado até a autorização para emissão destas demonstrações financeiras.

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

Copel GeT		Participação %	Vencimento
CONCESSÕES ONEROSAS PELO DIREITO DE USO DO BEM PÚBLICO - UBP			
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)		51	27.05.2047
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder		100	30.01.2046
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II		100	06.12.2050
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo 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 36.2.6)		100	27.03.2019
UHE São Jorge (NE nº 36.2.6)		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 (20,3% da Copel)	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	15.08.2032
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica (NE nº 36.2.6)	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
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 - EOL Vila Maranhão I	100	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 - EOL Vila Maranhão II	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 - EOL Vila Maranhão III	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 - EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100	06.12.2054
Ventos de Vila Paraíba IV SPE S.A.	Portaria nº 10/2019 - EOL Vila Ceará I	100	14.01.2054

(a) Empreendimento em construção.

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:	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama SE Umuarama 230/138 kV		2022
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012:	49	10.05.2042
	LT 230 kV Umuarama - Guaíra LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV		2022
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012:	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV		2022
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Paranaíba - Cláudia LT 500 kV Cláudia - Paranatinga LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho SE Paranaíba 500 kV SE Cláudia 500 kV SE Paranatinga 500 kV		2022
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II SE Marimbondo II 500 kV		2022
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013:	24,5	02.05.2043
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		2023
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014:	50,1	14.05.2044
	LT 500 kV Itatiba - Bateias LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV SE Itatiba 500 kV SE Fernão Dias 500/440 kV		2024
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044
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), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC.

A 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 22.03.2022.

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 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 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.4 e 10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NEs nºs 4.5 e 11 - Ativos de contrato;
- NEs nºs 4.8 e 18 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.9 e 19 - Intangível;
- NEs nºs 4.10.1 e 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NEs nºs 4.10.2, 18.4 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.11 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE nº 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 4.15 - Instrumentos financeiros derivativos;
- NEs nºs 4.16.2 e 13.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NEs nºs 4.17 e 24 - 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.

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

4 **Principais Políticas Contábeis**

4.1 **Base de consolidação**

4.1.1 Método de equivalência patrimonial

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

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

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

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

4.1.2 Controladas

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

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

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

4.1.3 Participação de acionistas não controladores

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

4.1.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

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

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

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

ponto em que a parte que lhe cabe nesses lucros posteriores se igualar à sua participação nas perdas não reconhecidas.

4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

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

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

4.1.6 Combinação de negócios

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

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

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

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

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

4.2 Instrumentos financeiros

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

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

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

A Companhia e suas controladas não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A Companhia opera com instrumentos financeiros derivativos conforme descrito na NE nº 4.15.

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

4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

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

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

4.3 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Conforme termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, atualizados até o próximo reajuste/revisão tarifária, quando o Poder Concedente homologa o repasse na base tarifária e assim, repassa ao consumidor no próximo ciclo anual, que ocorre a partir de 24 de junho de cada ano.

Compõem os saldos dos Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos: a) Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA, que registra a variação entre os custos previstos e realizados de aquisição de energia elétrica, de transmissão e encargos setoriais, e b) itens financeiros, que correspondem à sobrecontratação de energia, neutralidade dos encargos, e outros direitos e obrigações integrantes da tarifa.

Após a homologação do Reajuste Tarifário Anual e Revisão Tarifária Periódica, a nova tarifa aplicada para o ano tarifário proporciona cobrança ou devolução dos ativos e passivos constituídos.

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

4.4 Contas a receber vinculadas à concessão

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

4.4.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

4.4.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

A parcela reconhecida como ativo financeiro é aquela que será indenizada pelo Poder Concedente correspondente aos investimentos efetuados nos dez anos anteriores ao término da concessão prevista em contrato e que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão. A premissa da indenização tem como base o custo de reposição dos ativos da concessão.

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

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

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

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

4.4.4 Concessão de geração de energia elétrica

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

4.5 Ativos de contrato

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

4.5.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

4.5.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

Obras em curso para distribuição de gás canalizado as quais serão transferidas para o ativo intangível quando de sua entrada em operação e na medida em que é recebido o direito (autorização) de cobrar os usuários. O montante que não será amortizado dentro do prazo da concessão é apresentado no ativo financeiro e indenizado no final da concessão pelo Poder Concedente conforme previsão contratual.

4.5.3 Concessão de transmissão de energia elétrica

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

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

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

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

A taxa de remuneração de cada concessão é determinada pela projeção do custo esperado, da margem de lucro sobre o custo na fase de construção e também da projeção da RAP a ser recebida na fase de

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

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

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

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

Rede Básica do Sistema Existente – RBSE

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

4.6 Contas a pagar vinculadas à concessão

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

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

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

4.8 Imobilizado

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

depreciados com base nas taxas anuais estabelecidas pela Aneel, limitados ao prazo da concessão. Os demais bens do ativo imobilizado são depreciados pelo método linear com base na estimativa de vida útil, que é revisada anualmente e ajustada, caso necessário.

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

4.9 Intangível

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

4.9.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

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.

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

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

4.9.3 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

4.9.4 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

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

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

4.9.5 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

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

4.9.6 Baixa de ativos intangíveis

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

4.10 Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.10.1 Ativos financeiros

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

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

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

4.10.2 Ativos não financeiros

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

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

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

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

4.11 Provisões

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

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

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

durante a concessão e o respectivo desembolso ainda não ocorreu, são mensurados e ajustados a valor presente de acordo com o fluxo de caixa estimado de desembolsos e registrados como provisões socioambientais em contrapartida ao ativo relacionado ao empreendimento, sendo ajustados periodicamente.

Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridas com programas socioambientais 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.

4.12 Reconhecimento da receita

4.12.1 Receita de contratos com clientes

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

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

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

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

4.12.2 Receita de juros

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

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

4.13 Receita de construção e custo de construção

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

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

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

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

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

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

4.15 Instrumentos financeiros derivativos

4.15.1 Operações de compra e venda de energia

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

Os ganhos ou perdas líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado destes contratos-diferença entre os preços contratados e os de mercado - são reconhecidos no resultado do exercício.

4.15.2 Operações de compra a termo de moeda

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

4.16 Tributos

4.16.1 Imposto de renda e contribuição social

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

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

4.16.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

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

4.16.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

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

deduzidos dos custos operacionais na demonstração do resultado.

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

4.17 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e Plano Assistencial (assistência médica e odontológica) para seus empregados ativos e seus dependentes legais. Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são 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) pela companhia. O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano. A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

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

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

4.18 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.

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

A partir do exercício de 2021 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos 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.

4.20 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	163	339	231.372	228.711
Aplicações financeiras de liquidez imediata	625.889	42.361	3.241.473	2.994.057
	626.052	42.700	3.472.845	3.222.768

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 78,0% e 99,25% 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 1 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	91	90	284.852	237.141
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	82% a 101% do CDI	-	-	61.635	62.638
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	-	751
Letras do Tesouro Nacional - LTN	10,92% a.a.	-	-	14.571	-
		91	90	361.058	300.530
	Circulante	91	90	16.121	1.465
	Não circulante	-	-	344.937	299.065

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

Taxa de juros equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2021	Saldo 31.12.2020
Consumidores					
Residencial	523.798	302.191	32.081	858.070	639.424
Industrial	268.586	28.321	33.003	329.910	312.302
Comercial	362.454	69.612	10.836	442.902	335.439
Rural	120.383	28.136	2.940	151.459	109.651
Poder público	56.669	1.543	320	58.532	37.370
Iluminação pública	55.850	93	-	55.943	46.615
Serviço público	61.493	704	153	62.350	41.812
Fornecimento não faturado - cativos	948.418	-	-	948.418	583.209
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	252.018	32.431	59.218	343.667	291.847
Subsídio baixa renda - Eletrobras	17.712	-	-	17.712	13.783
Consumidores livres	171.213	1.760	1.522	174.495	163.786
Outros créditos	51.737	23.122	82.667	157.526	168.270
Bônus por redução voluntária de consumo (7.4)	(134.890)	-	-	(134.890)	
	2.755.441	487.913	222.740	3.466.094	2.743.508
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	209.230	35	1.367	210.632	590.335
Contratos regulados	217.097	814	5.326	223.237	170.951
CCEE (7.2)	347.864	-	119.665	467.529	328.001
Suprimento de energia elétrica	774.191	849	126.358	901.398	1.089.287
Encargos de uso da rede elétrica	346.570	3.143	12.357	362.070	281.508
Distribuição de gás	77.827	1.879	10.759	90.465	70.928
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(11.873)	(23.238)	(269.490)	(304.601)	(365.551)
	3.942.156	470.546	102.724	4.515.426	3.819.680
				4.433.193	3.768.242
				82.233	51.438

7.1 Parcelamento de débitos - consumidores cativos

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

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

Do total apresentado, R\$ 119.665 se referem à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor do saldo a receber, conforme demonstrado na NE nº 7.3.

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

A energia contratada da usina 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.

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2021
Consumidores									
Residencial	41.824	65.937	(60.365)	-	47.396	117.928	(115.056)	-	50.268
Industrial	97.954	22.487	(31.575)	-	88.866	20.413	(66.848)	-	42.431
Comercial	70.925	29.092	(31.294)	-	68.723	35.628	(46.057)	-	58.294
Rural	3.389	4.788	(4.240)	-	3.937	6.407	(7.384)	-	2.960
Poder público	4.890	9	(1.815)	-	3.084	184	(2.887)	-	381
Iluminação pública	3	20	(15)	-	8	11	(8)	-	11
Serviço público	265	124	(246)	-	143	(16)	(154)	-	(27)
Não faturado - cativos	1.180	409	-	-	1.589	885	-	-	2.474
Ajuste a valor presente	(1.441)	791	-	-	(650)	(854)	-	-	(1.504)
	218.989	123.657	(129.550)	-	213.096	180.586	(238.394)	-	155.288
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras									
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	20.425	392	(284)	-	20.533	1.224	(1.994)	-	19.763
	140.090	392	(284)	-	140.198	1.224	(1.994)	-	139.428
Telecomunicações	5.149	3.609	(6.260)	(2.498)	-	3.042	(3.153)	111	-
Distribuição de gás	12.528	238	(509)	-	12.257	(2.611)	239	-	9.885
	376.756	127.896	(136.603)	(2.498)	365.551	182.241	(243.302)	111	304.601

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

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

Em função do cenário de escassez hídrica vivenciado ao longo dos últimos anos, o Governo Federal propôs a criação do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, no âmbito da Câmara de Regras Excepcionais para a Gestão Hidroenergética (CREG), com o propósito de incentivar os consumidores a reduzirem seu consumo de energia e, desta forma, evitar a contratação de usinas mais caras.

Para ter direito ao bônus, o consumidor deveria reduzir seu consumo de energia nos meses de setembro a dezembro de 2021, de tal forma que a soma dos consumos neste período fosse, ao menos, 10% menor em relação à soma verificada no mesmo período de 2020. Atingida a meta de redução, o consumidor receberá um bônus de R\$ 0,50 por quilowatt-hora (kWh) do total da energia economizada entre setembro e dezembro de 2021, em relação ao mesmo período de 2020. No entanto, o bônus a ser creditado na conta de luz é limitado a 20% da energia economizada.

Os consumidores aptos a receber o bônus são os da baixa tensão (grupo B) e os de média e alta tensão (grupo A), apenas das classes de consumo residencial, industrial, comercial, serviços e outras atividades, rural e serviço público, incluindo aqueles residenciais com benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Os custos do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica serão custeados pelo Encargos de Serviço do Sistema (ESS), a ser repassado pela CCEE às distribuidoras.

A Companhia registrou um crédito no montante de R\$ 134.890 em Ativo - Consumidores, concessionárias e permissionárias referente ao bônus concedido aos consumidores em função do citado programa em contrapartida de Ativo - Outros Créditos.

Para os consumidores elegíveis, o bônus será creditado nas faturas de janeiro, fevereiro e março de 2022, sendo que o reembolso às distribuidoras se dará na contabilização da CCEE de janeiro, fevereiro e março, a ser liquidada em março, abril e maio deste mesmo ano.

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Governo do Estado do Paraná mantiveram contrato de negociação da Conta de Resultados a Compensar - CRC até agosto de 2021.

Em 14.07.2021 foi recebido o Ofício nº 443/2021 - GS/SEFA por meio do qual o Governo do Estado do Paraná manifestou a intenção de realizar a quitação integral da CRC e, em 10.08.2021, ocorreu a quitação integral do saldo devedor atualizado *pro-rata die*, no valor de R\$ 1.431.200.

O Estado do Paraná cumpriu os termos contratuais acordados e efetuou todos os pagamentos nas condições originalmente contratadas, bem como o valor para quitação do saldo devedor.

8.1 Mutações do CRC

Saldo em 1º.01.2020	Juros	Varição monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2020	Juros	Varição monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2021	
1.350.685	80.788	261.176	(300.025)	1.392.624	52.234	201.756	(1.646.614)	-	
Circulante				287.789					-
Não circulante				1.104.835					-

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

9.1 Composição dos saldos de ativos e passivos financeiros setoriais líquidos por ciclo tarifário

Consolidado	31.12.2021		31.12.2020	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2021				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	(54.864)	(54.864)
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	231.588	231.588
Transporte de energia pela rede básica	-	-	88.137	88.137
Transporte de energia de Itaipu	-	-	9.766	9.766
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	11.266	11.266
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(903)	(903)
Proinfa	-	-	(89)	(89)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	27.923	27.923
Sobrecontratação	-	-	78.836	78.836
Risco hidrológico	-	-	(143.147)	(143.147)
Devoluções tarifárias	-	-	(76.144)	(76.144)
Outros	-	-	1.096	1.096
	-	-	173.465	173.465
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2022				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	(175.646)	(175.646)	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	486.312	486.312	-	-
Transporte de energia pela rede básica	13.211	13.211	-	-
Transporte de energia de Itaipu	(929)	(929)	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	253.471	253.471	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(28.186)	(28.186)	-	-
Proinfa	(99)	(99)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	23.702	23.702	-	-
Sobrecontratação	(62.531)	(62.531)	-	-
Risco hidrológico	(183.739)	(183.739)	-	-
Devoluções tarifárias	(39.014)	(39.014)	-	-
Bônus Itaipu	30.553	30.552	-	-
Outros	66.635	66.636	-	-
	383.740	383.740	-	-
	383.740	383.740	173.465	173.465

Consolidado	31.12.2021		31.12.2020	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	-	9.675	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(3.401)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(66)	-
Proinfra	-	-	33	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	603	-
Transporte de energia de Itaipu	-	-	214	-
Outros componentes financeiros				
Compensação acordos bilaterais CCEAR	-	-	36.395	-
Risco hidrológico	-	-	(187.817)	-
Devoluções tarifárias	-	-	(41.381)	-
Sobrecontratação	-	-	(26.995)	-
Neutralidade	-	-	21.419	-
Outros	-	-	2.612	-
	-	-	(188.709)	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	(124.550)	-	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	24.338	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	37.586	-	-	-
Proinfra	10.699	-	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	314.342	-	-	-
Transporte de energia pela rede básica	154.099	-	-	-
Transporte de energia de Itaipu	15.876	-	-	-
Outros componentes financeiros				
Devolução créditos Pis e Cofis	(337.350)	-	-	-
Risco hidrológico	(236.674)	-	-	-
Devoluções tarifárias	(55.116)	-	-	-
Sobrecontratação	46.466	-	-	-
Neutralidade	33.773	-	-	-
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(184)	-	-	-
Outros	(23.075)	-	-	-
	(139.770)	-	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2023				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(21.951)	-	-
Bônus Itaipu	-	(87.556)	-	-
	-	(109.507)	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2024				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(21.951)	-	-
	-	(21.951)	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2025				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(21.951)	-	-
	-	(21.951)	-	-
	(139.770)	(153.409)	(188.709)	-

9.2 Mutações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 31.12.2021
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	463.176	1.133.849	(348.804)	38.745	-	-	1.286.966
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(100.053)	640.205	128.545	(1.303)	(1.143.236)	-	(475.842)
Transporte de energia pela rede básica	176.877	164.203	(170.538)	9.979	-	-	180.521
Transporte de energia comprada de Itaipu	19.746	10.933	(17.746)	1.085	-	-	14.018
ESS	19.131	728.954	(23.429)	2.374	(195.750)	-	531.280
CDE	(1.872)	22.765	(41.260)	1.581	-	-	(18.786)
Proinfa	(145)	22.155	(11.812)	303	-	-	10.501
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (NE nº 13.2.1)	-	-	364.650	-	-	(702.000)	(337.350)
Neutralidade	77.265	60.608	(57.925)	1.229	-	-	81.177
Compensação acordos bilaterais CCEAR	36.395	(383)	(36.196)	-	-	-	(184)
Risco hidrológico	(474.111)	(562.663)	443.644	(11.022)	-	-	(604.152)
Devoluções tarifárias	(193.669)	(97.684)	100.956	(8.600)	-	-	(198.997)
Sobrecontratação	130.677	(99.743)	(23.230)	(2.220)	(84.080)	-	(78.596)
Bônus Itaipu	-	60.065	-	220	-	(86.736)	(26.451)
Outros	4.804	89.875	22.330	(213)	-	(6.600)	110.196
	158.221	2.173.139	329.185	32.158	(1.423.066)	(795.336)	474.301
Ativo circulante	173.465						383.740
Ativo não circulante	173.465						383.740
Passivo circulante	(188.709)						(139.770)
Passivo não circulante	-						(153.409)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Receita Operacional		Resultado financeiro	Baixa Conta Covid	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2020
		Constituição	Amortização	Atualização			
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	793.327	893.581	(354.300)	28.197	(897.629)	-	463.176
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	265.788	(242.246)	(253.482)	1.076	164.804	(35.993)	(100.053)
Transporte de energia pela rede básica	13.038	265.030	48.154	1.715	(151.060)	-	176.877
Transporte de energia comprada de Itaipu	24.391	31.762	(10.503)	801	(26.705)	-	19.746
ESS	(264.949)	(72.032)	169.396	(8.854)	249.724	(54.154)	19.131
CDE	152.928	56.608	(102.027)	5.065	(114.446)	-	(1.872)
Proinfa	8.468	(21.615)	(8.856)	(181)	22.039	-	(145)
Outros componentes financeiros							
Neutralidade	48.506	95.870	(52.843)	187	(14.455)	-	77.265
Compensação acordos bilaterais CCEAR	40.192	75.917	(79.714)	-	-	-	36.395
Risco hidrológico	(347.160)	(444.291)	322.432	(5.092)	-	-	(474.111)
Devoluções tarifárias	(194.253)	(83.514)	88.269	(4.171)	-	-	(193.669)
Sobrecontratação	(168.123)	274.051	145.853	663	(101.788)	(19.979)	130.677
Outros	(448)	6.927	(2.375)	700	-	-	4.804
	371.705	836.048	(89.996)	20.106	(869.516)	(110.126)	158.221
Ativo circulante	355.570						173.465
Ativo não circulante	118.419						173.465
Passivo circulante	-						(188.709)
Passivo não circulante	(102.284)						-

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	1.200.708	960.518
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	233.026	189.416
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	730.851	671.204
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.4)	102.220	81.202
	2.266.805	1.902.340
	Circulante	5.121
	Não circulante	2.261.684
		4.515
		1.897.825

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2020	836.818
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	86.154
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(99)
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(7.428)
Reconhecimento do valor justo	45.187
Baixas	(114)
Em 31.12.2020	960.518
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	125.492
Transferências de intangível (NE nº 19.1)	8.385
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(2.407)
Reconhecimento do valor justo	108.733
Baixas	(13)
Em 31.12.2021	1.200.708

O saldo do contrato de concessão da distribuidora é mensurado a valor justo e seu recebimento é assegurado pelo Poder Concedente por meio de indenização quando da reversão desses ativos ao término da concessão.

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2020	324.385
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	7.390
Transferência para o ativo intangível (NE nº 19.3)	(154.483)
Reconhecimento do valor justo	12.154
Baixas	(30)
Em 31.12.2020	189.416
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	8.310
Transferência de ativo intangível (NE nº 19.3)	1.398
Reconhecimento do valor justo	33.909
Baixas	(7)
Em 31.12.2021	233.026

10.3 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 32.1)	94.307
Em 31.12.2020	671.204
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(74.835)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	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.

10.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2020	69.182
Remuneração	1.518
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	10.502
Em 31.12.2020	81.202
Remuneração	18.414
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	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.

11 Ativos de contrato

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	1.798.195	1.114.961
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	29.815	27.254
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	5.060.038	4.350.582
	6.888.048	5.492.797
	Circulante	148.488
	Não circulante	6.739.560
		285.682
		5.207.115

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2020	875.354	(31.070)	844.284
Adições	1.391.267	-	1.391.267
Participação financeira do consumidor	-	(112.689)	(112.689)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.522	-	1.522
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(1.016.482)	105.116	(911.366)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(94.978)	8.824	(86.154)
Baixas	(11.903)	-	(11.903)
Em 31.12.2020	1.144.780	(29.819)	1.114.961
Adições	1.765.226	-	1.765.226
Participação financeira do consumidor	-	(160.826)	(160.826)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	33.040	-	33.040
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(943.905)	122.346	(821.559)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(140.120)	14.628	(125.492)
Baixas	(7.155)	-	(7.155)
Em 31.12.2021	1.851.866	(53.671)	1.798.195

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2020	26.734
Aquisições	15.187
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(7.277)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(7.390)
Em 31.12.2020	27.254
Aquisições	14.269
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(3.398)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(8.310)
Em 31.12.2021	29.815

11.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2020	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	(312.120)	(266.027)	(578.147)
Transferências para o imobilizado	(613)	-	(613)
Transferência de litígios	(576)	-	(576)
Remuneração	489.438	291.669	781.107
Receita de construção	255.578	-	255.578
Margem de construção	4.217	-	4.217
Perda por ineficiência (11.3.1)	(7.654)	-	(7.654)
Baixas	(23.687)	-	(23.687)
Em 31.12.2020	3.007.234	1.343.348	4.350.582
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(315.358)	(250.520)	(565.878)
Transferências para o imobilizado	(1.483)	-	(1.483)
Transferência de litígios	3.376	-	3.376
Remuneração	621.366	242.872	864.238
Receita de construção	187.733	-	187.733
Margem de construção	3.097	-	3.097
Ganho por eficiência (11.3.1)	125.699	91.952	217.651
Em 31.12.2021	3.632.386	1.427.652	5.060.038

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

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

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 do contrato 010/2010 (LT Araraquara – Taubaté), 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.

11.3.2 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.

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	855.775	689.531
Serviços em curso (a)	7.658	7.444	319.179	260.348
Bônus por redução voluntária de consumo (NE nº 7.4)	-	-	134.892	-
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	73.229	120.515
Repasse CDE (12.2)	-	-	68.999	60.433
Alienações e desativações em curso	-	17	42.509	36.855
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	33.107	28.657
Adiantamento a empregados	645	664	20.141	17.785
Adiantamento a fornecedores (b)	-	2	15.528	36.609
Bandeira tarifária - CCRBT	-	-	9.892	7.194
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	2.907	23.308
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	1.402	14.484
Outros créditos	505	341	88.862	63.926
	8.808	8.468	1.666.422	1.359.645
Circulante	1.150	1.025	749.816	514.185
Não circulante	7.658	7.443	916.606	845.460

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

12.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagas

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais o contrato prevê a compensação futura. A Compagas tem o direito de utilizar e compensar esse gás ao longo da vigência do contrato e em até 1 ano após o encerramento, atualmente estabelecido em dezembro de 2023. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrentes da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagas estima compensar integralmente os volumes contratados no curso de sua operação. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrente da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Companhia efetuou uma revisão da estimativa do valor recuperável do crédito de *ship or pay* a compensar e registrou *impairment*, conforme demonstrado na NE nº 33.4.

12.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE a serem repassados à Companhia, para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado referente ao período de junho de 2020 a maio de 2021, de acordo com Resolução Homologatória Aneel nº 2.704/2020, foi de R\$ 47.005 mensais.

A partir de junho de 2021, o valor foi alterado para R\$ 47.661 mensais (Resolução Homologatória Aneel nº 2.886/2021 de 22.06.2021), quando da homologação do resultado do último Reajuste Tarifário Anual. Esse valor compreende o montante de R\$ 2.643, que se refere a diferenças anteriores e R\$ 45.019 relativos à previsão para o ciclo 2021-2022.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2020	Reconhecido Operação Continuada	Reconhecido Operação Descontinuada	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2021
Ativo não circulante								
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	-	132.354	-	132.354	15.651	(148.005)	-	-
Provisões para litígios	104.438	6.755	-	111.193	8.241	-	-	119.434
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	-	49.443	-	-	-	49.443
Programa de desligamentos voluntários	125	(125)	-	-	5.140	-	-	5.140
Amortização do direito de concessão	20.444	(15.974)	-	4.470	381	-	-	4.851
Benefícios pós-emprego	2.995	189	265	3.449	252	-	1.107	4.808
Outros	6.104	1.871	-	7.975	561	-	-	8.536
	183.549	125.070	265	308.884	30.226	(148.005)	1.107	192.212
(-) Passivo não circulante								
Atualização de depósitos judiciais	20.861	759	-	21.620	1.369	-	-	22.989
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	3.000	(1.627)	-	1.373	(577)	-	-	796
Instrumentos financeiros	5.324	(1.565)	-	3.759	(816)	-	-	2.943
	29.185	(2.433)	-	26.752	(24)	-	-	26.728
Líquido	154.364	127.503	265	282.132	30.250	(148.005)	1.107	165.484

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Reconhecido no resultado	Reclassificação (b)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2020	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reclassificação (b)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2021
Ativo não circulante										
Provisões para litígios	516.752	(4.391)	(12.986)	-	499.375	7.291	-	(2.205)	-	504.461
Benefícios pós-emprego	405.414	7.845	1.583	92.190	507.032	(766)	-	16.875	(93.881)	429.260
Impairment	385.467	(45.146)	(29.715)	-	310.606	(6.456)	-	(1.753)	-	302.397
Provisão para P&D e PEE	165.331	(12.833)	-	-	152.498	(13.649)	-	-	-	138.849
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	98.242	146.469	(29.322)	-	215.389	54.416	(148.005)	1.210	-	123.010
Provisões por desempenho e participação nos lucros	52.115	108.344	-	-	160.459	(45.866)	-	-	-	114.593
Perdas de créditos esperadas	131.821	(6.889)	(1.750)	-	123.182	(21.476)	-	(2.994)	-	98.712
INSS - liminar sobre depósito judicial	71.200	2.745	(2.953)	-	70.992	3.673	-	78	-	74.743
Amortização do direito de concessão	58.344	(11.135)	-	-	47.209	5.220	-	-	-	52.429
Programa de desligamentos voluntários	958	9.857	-	-	10.815	13.493	-	-	-	24.308
Contratos de concessão	22.353	(1.292)	-	-	21.061	(1.292)	-	-	-	19.769
Outros	160.340	(3.850)	(6.828)	-	149.662	1.457	1.062	5.905	-	158.086
	2.068.337	189.724	(81.971)	92.190	2.268.280	(3.955)	(146.943)	17.116	(93.881)	2.040.617
(-) Passivo não circulante										
Contratos de concessão	711.831	188.674	-	-	900.505	808.372	94.221	-	-	1.803.098
Custo atribuído ao imobilizado	381.209	(30.718)	-	-	350.491	(23.994)	-	-	-	326.497
Instrumentos financeiros derivativos	70.945	46.737	-	-	117.682	(12.178)	-	-	-	105.504
Depreciação acelerada	50.322	25.633	-	-	75.955	26.369	-	-	-	102.324
Atualização de depósitos judiciais	61.145	1.787	(1.205)	-	61.727	3.392	-	-	-	65.119
Custo de transação - empréstimos e debêntures	32.108	(6.867)	(2.038)	-	23.203	4.833	-	-	-	28.036
Outros	42.577	(10.626)	-	-	31.951	(20.343)	-	-	-	11.608
	1.350.137	214.620	(3.243)	-	1.561.514	786.451	94.221	-	-	2.442.186
Líquido	718.200	(24.896)	(78.728)	92.190	706.766	(790.406)	(241.164)	17.116	(93.881)	(401.569)
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.011.866				1.191.104					963.259
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(293.666)				(484.338)					(1.364.828)

(a) R\$ 148.005 reconhecido na Operação Descontinuada e R\$ 94.221 referente aos efeitos da primeira consolidação de Vilas (NE nº 1.2).

(b) R\$ 17.116 referente a reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41)

13.1.1 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 22.03.2022.

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 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	16.837	(1.473)	388.826	(161.407)
2023	7.558	(1.160)	144.103	(268.255)
2024	7.561	(919)	145.942	(273.502)
2025	7.559	(919)	105.389	(194.576)
2026	7.556	(919)	98.634	(167.543)
2027 a 2029	22.170	(2.758)	226.560	(419.476)
2030 a 2031	122.971	(18.580)	931.163	(957.427)
	192.212	(26.728)	2.040.617	(2.442.186)

13.1.2 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\$ 68.826 (R\$ 131.655 em 31.12.2020) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.2 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	-	-	111.101	89.942
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.396.645	1.474.119
Outros tributos a compensar	-	-	1.118	1.262
	-	-	1.508.864	1.565.323
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	141.951	84.376
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	38.659	88.318	2.967.756	4.421.403
Outros tributos a compensar	-	13	33.839	33.719
	38.659	88.331	3.143.546	4.539.498
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	-	290.627	201.138
PIS/Pasep e Cofins a recolher	34.726	-	42.340	179.133
IRRF sobre JSCP	-	-	33.592	43.950
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	52.168	50.565
Outros tributos	230	952	22.206	15.822
	34.956	952	440.933	490.608
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.260	2.978	220.108	209.145
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	369.526	408.738
Outros tributos	-	-	5.176	4.600
	3.260	2.978	594.810	622.483

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)

13.2.1 Crédito de PIS e Cofins sobre ICMS

Copel Distribuição

Em 12.08.2009, a Copel DIS impetrou mandado de segurança nº 5032406-35.2013.404.7000 perante a 3ª Vara Federal de Curitiba requerendo a concessão de ordem para deixar de incluir o ICMS na base de cálculo do PIS e da Cofins, bem como para autorizá-la a proceder a compensação administrativa dos valores recolhidos a maior de tais contribuições sociais, dos últimos cinco anos.

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

Considerando o trânsito em julgado da ação, com decisão favorável para a Companhia, a entrada de benefícios econômicos se tornou praticamente certa e, portanto, o ativo passou a ser realizável. Diante disso a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo, que deverá ser recuperado pela compensação com tributos a recolher dentro do prazo prescricional.

Adicionalmente, com a assistência de seus assessores legais, a Companhia decidiu pela contabilização do passivo a restituir para os consumidores dos últimos 10 anos do crédito, a contar da data do trânsito em

julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais. A restituição dos créditos de PIS e Cofins aos consumidores aguarda uma conclusão das discussões junto à Aneel a respeito dos mecanismos e critérios de compensação, a partir da efetiva compensação dos créditos fiscais, que se iniciou em junho de 2021 com a habilitação junto à Receita Federal do crédito originário da Cofins.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu consulta pública voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores, conforme descrito na NE nº 30.2. A proposta da Aneel é de que os montantes a serem devolvidos a cada Ciclo Tarifário (créditos junto à Receita Federal do Brasil, somados a eventuais depósitos judiciais já recebidos pela concessionária/permissionária) serão abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de seu rateio pelo conjunto de consumidores, sendo definidas cotas-partes de cada um deles a cada ciclo de faturamento, de modo que se considere sua participação no faturamento mensal, também não houve manifestação da Aneel em relação ao período prescricional de devolução do crédito ao consumidor.

Ainda, em 09.02.2021, a ANEEL publicou o Despacho Aneel nº 361, estabelecendo que, diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá, antecipadamente à conclusão da Consulta Pública nº 005/2021, ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins, limitada a 20% (vinte por cento) do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

Considerando o Despacho Aneel nº 361/2021, nas tarifas reajustadas a partir de 24.06.2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.886, foram utilizados R\$ 702.000 como item financeiro, reduzindo a tarifa dos consumidores nos próximos doze meses. Contudo, a Companhia manifestou no processo tarifário o direito de pleitear, caso necessário, ajustes tarifários futuros que equalizem eventuais diferenças financeiras observadas entre os valores ora considerados e os valores efetivamente recuperados de créditos tributários, bem como outros direitos que julgue necessário.

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

O quadro a seguir apresenta os impactos destes registros no balanço patrimonial e na demonstração do resultado da Copel:

	31.12.2021	31.12.2020
Crédito tributário - principal	2.949.943	3.620.118
Crédito tributário - atualização monetária	1.405.322	2.035.636
Efeito no ativo	4.355.265	5.655.754
PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores	(3.905.398)	(3.805.985)
(-) Transferência para Passivos Financeiros Setoriais	578.603	-
Obrigações fiscais - Pis/Pasep e Cofins a recolher sobre receita financeira	-	(94.657)
Imposto de renda e contribuição social	-	(596.738)
Efeito no passivo	(3.326.795)	(4.497.380)
EFEITO NO BALANÇO PATRIMONIAL	1.028.470	1.158.374
Receita operacional líquida	-	810.563
Receita financeira, líquida de pis e cofins	21.640	944.549
Imposto de renda e contribuição social	(7.358)	(596.738)
EFEITO NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	14.282	1.158.374

Complementarmente, conforme citado acima, no processo de Revisão Tarifária da Copel DIS de 24.06.2021, R\$ 702.000 foram transferidos para a conta de Passivo Financeiro Setorial sendo R\$ 578.603 de parte dos créditos tributários a devolver ao consumidor e R\$ 123.397 que estavam registrados na conta de PIS e Cofins a restituir para consumidores. Parte deste saldo já foi amortizado e o restante será realizado até junho de 2022 quando se encerra esse ciclo tarifário, conforme demonstrado na NE nº 9.2.

Compagas

No saldo está contido o registro decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagas discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagas registrou o ativo de R\$ 107.453, em setembro de 2019. Parte destes créditos já foi recuperada de modo que o saldo atualizado, em 31.12.2021, é de R\$ 75.192 (R\$ 83.716 em 31.12.2020).

13.3 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	3.669.306	3.696.478	5.118.677	5.119.537
IRPJ e CSLL (34%)	(1.247.564)	(1.256.803)	(1.740.350)	(1.740.643)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	1.118.361	1.105.456	124.547	65.806
Juros sobre o capital próprio	223.380	274.550	226.928	276.808
Dividendos	437	243	437	243
Despesas indedutíveis	(4.298)	(3.457)	(25.336)	(17.133)
Incentivos fiscais	7.556	-	43.720	28.572
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(29.002)	(39.421)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	85.723	-
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	49.638	121.242
Outros	19	7.514	4.063	19.161
IRPJ e CSLL correntes	67.641	-	(469.226)	(1.260.469)
IRPJ e CSLL diferidos	30.250	127.503	(790.406)	(24.896)
Alíquota efetiva - %	-2,7%	-3,4%	24,6%	25,1%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	35.837	22.408
Prêmios de seguros	17.692	14.453
Outros	147	170
	53.676	37.031
	Circulante	36.987
	Não circulante	44

15 Partes Relacionadas

	Controladora	
	31.12.2021	31.12.2020
Ativo circulante		
Controladas		
UEG Araucária - mútuo (15.3)	-	33.572
Compartilhamento de estrutura (15.1)	5.374	6.726
Ativo não circulante		
Controladas		
Copel DIS (15.2)	150.572	140.337
Passivo circulante		
Controladas		
Copel CTE - mútuo (15.4)	-	282.817
Compartilhamento de estrutura (15.1)	2.292	833
Passivo não circulante		
Controladas		
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851

15.1 Compartilhamento de estrutura

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

15.2 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

A Companhia repassou os empréstimos e financiamentos para suas subsidiárias integrais, quando de sua constituição em 2001. Entretanto, como os contratos de transferências para as subsidiárias não foram passíveis de formalização com as instituições financeiras, tais compromissos encontram-se igualmente registrados na Controladora.

O saldo com a Copel DIS refere-se ao financiamento da Secretaria do Tesouro Nacional - STN, repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia (NE nº 22) e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS.

Em 10.03.2022 buscando redução de custo e melhora na alavancagem da Companhia, foi efetuado o resgate antecipado da dívida no montante de R\$ 9.350 correspondente ao principal acrescido de juros incorridos, líquido da garantia em caução.

15.3 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 receita financeira no exercício de 2021 foi de R\$ 67 (R\$ 530 em 2020). Em 29.04.2021 o mútuo foi quitado.

15.4 Copel Telecomunicações - Contrato de Mútuo

Em 19.06.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel Telecomunicações S.A. (mutuante) e a Companhia Paranaense de Energia - Copel (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 120% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa e vigência até 30.06.2021. O valor integral foi liquidado em 30.06.2021, tendo como efeito no resultado do exercício os juros remuneratórios no valor de R\$ 7.688, a tributação sobre o rendimento no valor de R\$ 1.346 e as despesas financeiras no valor de R\$ 2.367.

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais (16.1)	127.797	125.227	405.739	346.659
Trabalhistas	495	440	106.376	72.263
Cíveis				
Cíveis	-	-	53.438	57.006
Servidões de passagem	-	-	18.407	7.156
Consumidores	-	-	3.867	3.479
	-	-	75.712	67.641
Outros	3.227	71	3.304	183
	131.519	125.738	591.131	486.746

16.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 218.143 em 31.12.2021 (R\$ 208.871 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 13.2.

17 Investimentos

17.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Alienação Copel Telecom	Saldo em 31.12.2021
Controladas									
Copel GeT	10.732.734	2.687.906	40.967	477.534	-	-	(1.276.917)	-	12.662.224
Copel DIS	7.212.915	857.882	109.949	17.761	-	-	(639.951)	-	7.558.556
Copel TEL	757.799	36.697	32.759	-	(54.330)	-	-	(772.925)	-
Copel TEL - Reclassificação (a)	(758.742)	-	-	-	-	-	-	758.742	-
Copel SER	29.386	22.473	(29.496)	5.637	(28.000)	-	-	-	-
Copel Energia	356.922	53.725	422	2.170	-	-	(23.376)	-	389.863
UEG Araucária (17.2)	48.355	68.631	-	-	-	-	(7.249)	-	109.737
Compagás (17.2)	252.481	50.791	150	-	-	-	(44.391)	-	259.031
Elejor (17.2)	9.443	(9.443)	-	-	-	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	11.499	-	-	-	-	(755)	-	-	10.744
	18.652.792	3.768.662	154.751	503.102	(82.330)	(755)	(1.991.884)	(14.183)	20.990.155
Empreendimentos controlados em conjunto									
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	107.721	1.269	-	-	-	-	-	-	108.990
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	-	-	(367)	-	-	9.304
Solar Paraná	6.831	104	-	100	-	-	-	-	7.035
	124.223	1.373	-	100	-	(367)	-	-	125.329
Coligadas									
Dona Francisca Energética (17.4)	28.147	8.574	-	-	-	-	(9.664)	-	27.057
Outras	1.940	(3)	-	-	-	-	-	-	1.937
	30.087	8.571	-	-	-	-	(9.664)	-	28.994
	18.807.102	3.778.606	154.751	503.202	(82.330)	(1.122)	(2.001.548)	(14.183)	21.144.478

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.12.2020
Controladas									
Copel GeT	9.749.705	1.649.576	(75.089)	-	-	-	(591.458)	-	10.732.734
Copel DIS	6.012.246	1.854.181	(106.700)	-	-	-	(546.812)	-	7.212.915
Copel TEL	710.128	14.588	3.083	30.000	-	-	-	-	757.799
Copel TEL - Reclassificação (a)	-	-	-	-	-	-	-	(758.742)	(758.742)
Copel SER	29.175	207	4	-	-	-	-	-	29.386
Copel Energia	243.123	111.937	484	31.181	-	-	(29.803)	-	356.922
UEG Araucária (17.2)	64.094	(15.697)	(42)	-	-	-	-	-	48.355
Compagás (17.2)	284.747	30.079	(175)	-	-	-	(62.170)	-	252.481
Elejor (17.2)	30.002	(20.559)	-	-	-	-	-	-	9.443
Elejor - direito de concessão	12.254	-	-	-	-	(755)	-	-	11.499
	17.135.474	3.624.312	(178.435)	61.181	-	(755)	(1.230.243)	(758.742)	18.652.792
Empreendimentos controlados em conjunto									
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	110.099	(2.378)	-	-	-	-	-	-	107.721
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.038	-	-	-	-	(367)	-	-	9.671
Solar Paraná	-	(115)	-	6.946	-	-	-	-	6.831
	120.137	(2.493)	-	6.946	-	(367)	-	-	124.223
Coligadas									
Dona Francisca Energética (17.4)	28.423	9.674	-	-	-	-	(9.950)	-	28.147
Outras	2.186	(18)	-	-	(228)	-	-	-	1.940
	30.609	9.656	-	-	(228)	-	(9.950)	-	30.087
	17.286.220	3.631.475	(178.435)	68.127	(228)	(1.122)	(1.240.193)	(758.742)	18.807.102

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2021	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2021
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)							
Voltalia São Miguel do Gostoso I	107.721	1.269	-	-	-	-	108.990
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.671	-	-	(367)	-	-	9.304
Caiuá	95.362	13.765	-	-	(2.150)	-	106.977
Integração Maranhense	148.581	20.255	-	-	(2.273)	-	166.563
Matrinchã	734.503	96.614	-	-	(19.346)	-	811.771
Guaraciaba	361.170	57.363	-	-	(10.918)	-	407.615
Paranaíba	203.681	35.112	-	-	(11.870)	-	226.923
Mata de Santa Genebra	661.430	63.173	-	-	(13.614)	-	710.989
Cantareira	359.686	53.492	30.870	-	(6.718)	-	437.330
Solar Paraná	6.831	104	100	-	-	-	7.035
	2.688.636	341.147	30.970	(367)	(66.889)	-	2.993.497
Coligadas							
Dona Francisca Energética (17.4)	28.147	8.574	-	-	(9.664)	-	27.057
Foz do Chopim Energética (17.4)	9.986	16.596	-	-	(7.480)	-	19.102
Outras	1.940	(3)	-	-	-	-	1.937
	40.073	25.167	-	-	(17.144)	-	48.096
Propriedades para investimento	808	-	-	(5)	-	(262)	541
	2.729.517	366.314	30.970	(372)	(84.033)	(262)	3.042.134

(a) Transferência de bens destinados a alienação.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2020
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)								
Voltalia São Miguel do Gostoso I	110.099	(2.378)	-	-	-	-	-	107.721
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.038	-	-	-	(367)	-	-	9.671
Caiuá	78.312	(8.964)	26.014	-	-	-	-	95.362
Integração Maranhense	138.716	13.672	-	-	-	(3.807)	-	148.581
Matrinchã	711.527	25.644	-	-	-	(2.668)	-	734.503
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	338.268	42.666	-	-	-	(21.248)	-	359.686
Solar Paraná	-	(115)	6.946	-	-	-	-	6.831
	2.471.367	174.355	72.439	-	(367)	(29.158)	-	2.688.636
Coligadas								
Dona Francisca Energética (17.4)	28.423	9.674	-	-	-	(9.950)	-	28.147
Foz do Chopim Energética (17.4)	12.175	9.629	-	-	-	(11.818)	-	9.986
Dominó Holdings	246	(93)	-	-	-	-	(153)	-
Outras	10.155	(18)	-	(228)	-	-	(7.969)	1.940
	50.999	19.192	-	(228)	-	(21.768)	(8.122)	40.073
Propriedades para investimento	813	-	-	-	(5)	-	-	808
	2.523.179	193.547	72.439	(228)	(372)	(50.926)	(8.122)	2.729.517

(a) R\$ 7.969 de impairment da Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A., coligada da UEG Araucária, e R\$ 153 de liquidação da Dominó.

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO	827.901	749.434	813.670	705.233	776.201	554.079
Ativo circulante	355.500	245.028	166.890	165.150	515.430	392.775
Ativo não circulante	472.401	504.406	646.780	540.083	260.771	161.304
PASSIVO	827.901	749.434	813.670	705.233	776.201	554.079
Passivo circulante	220.216	173.144	107.772	95.465	221.853	309.265
Passivo não circulante	99.784	81.230	746.843	596.278	13.771	6.603
Patrimônio líquido	507.901	495.060	(40.945)	13.490	540.577	238.211
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	783.277	535.206	171.263	194.849	2.250.577	589.909
Custos e despesas operacionais	(654.643)	(452.495)	(86.871)	(67.323)	(1.879.198)	(647.516)
Resultado financeiro	9.817	(764)	(171.888)	(172.049)	8.952	203
Tributos	(38.860)	(22.967)	33.061	15.154	(42.248)	(19.920)
Lucro (prejuízo) do período	99.591	58.980	(54.435)	(29.369)	338.083	(77.324)
Outros resultados abrangentes	294	(343)	-	-	-	(205)
Resultado abrangente do período	99.885	58.637	(54.435)	(29.369)	338.083	(77.529)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	178.800	101.708	127.510	22.097	312.676	23.491
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(14.273)	(17.120)	(31.095)	(208)	(14.579)	1.317
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(64.545)	(115.625)	-	(8.151)	(64.331)	32.879
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	99.982	(31.037)	96.415	13.738	233.766	57.687
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	110.659	141.696	51.616	37.878	64.806	7.119
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	210.641	110.659	148.031	51.616	298.572	64.806
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	99.982	(31.037)	96.415	13.738	233.766	57.687

O prejuízo apurado na Elejor é decorrente da atualização monetária sobre o saldo de contas a pagar vinculadas a concessão que aumentou significativamente em decorrência da alta do IGPM, conforme demonstrado na NE nº 27.

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Participação no capital social				
Em 1º.01.2020	273.580	12.858	59.360	345.798
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	28.898	(8.812)	(14.538)	5.548
Outros resultados abrangentes	(168)	-	(39)	(207)
Deliberação do dividendo adicional proposto	(51.799)	-	-	(51.799)
Dividendos	(7.933)	-	-	(7.933)
Em 31.12.2020	242.578	4.046	44.783	291.407
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	48.800	(16.331)	63.560	96.029
Outros resultados abrangentes	144	-	-	144
Dividendos	(42.653)	-	(6.716)	(49.369)
Em 31.12.2021	248.869	(12.285)	101.627	338.211

17.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

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

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2020								
ATIVO	222.038	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Ativo circulante	3.623	31.048	59.709	261.168	165.063	179.229	340.382	165.816
Caixa e equivalentes de caixa	3.579	6.871	12.696	46.198	25.565	20.820	61.171	34.435
Outros ativos circulantes	44	24.177	47.013	214.970	139.498	158.409	279.211	131.381
Ativo não circulante	218.415	236.377	416.025	2.095.860	1.104.315	1.508.384	2.372.355	1.401.761
PASSIVO	222.038	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Passivo circulante	2.199	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	2.199	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	219.839	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	(66)	(34.584)	11.706	(160.795)	(8.317)	(18.801)	(125.569)	(23.533)
Resultado financeiro	32	(3.389)	(5.229)	(71.164)	(38.883)	(48.184)	(91.947)	(40.630)
Equivalência patrimonial	(4.893)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	1.752	(9.991)	(30.178)	(22.084)	(125.646)	(49.560)	(44.805)
Lucro (prejuízo) do período	(4.927)	(18.294)	27.904	66.034	40.694	285.516	96.994	87.071
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(4.927)	(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	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	107.721	95.362	148.581	734.503	361.170	203.681	661.430	359.686

Em 31.12.2021, a participação da Copel nos passivos contingentes classificados como perda possível em seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 250.262 (R\$ 227.467 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.

17.4 Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
ATIVO	180.425	128.798	55.900	62.635
Ativo circulante	13.570	14.562	13.308	33.378
Ativo não circulante	166.855	114.236	42.592	29.257
PASSIVO	180.425	128.798	55.900	62.635
Passivo circulante	19.938	4.452	2.495	34.723
Passivo não circulante	42.988	2.119	-	-
Patrimônio líquido	117.499	122.227	53.405	27.912
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	66.797	70.314	60.943	55.740
Custos e despesas operacionais	(26.605)	(26.171)	(10.775)	(21.260)
Resultado financeiro	(664)	208	(1.703)	(5.527)
Provisão para IR e CSLL	(2.298)	(2.343)	(2.060)	(2.035)
Lucro líquido do período	37.230	42.008	46.405	26.918
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	37.230	42.008	46.405	26.918
Participação na coligada - %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	27.057	28.147	19.102	9.986

Em 31.12.2021, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.166 (R\$ 1.428 em 31.12.2020).

18 Imobilizado

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.12.2021			31.12.2020		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.161.702	(4.776.639)	3.385.063	8.081.989	(4.600.598)	3.481.391
Máquinas e equipamentos	8.409.689	(2.840.114)	5.569.575	7.644.171	(2.619.939)	5.024.232
Edificações	1.993.695	(1.125.862)	867.833	1.968.591	(1.096.016)	872.575
Terrenos	508.164	(49.046)	459.118	490.177	(38.269)	451.908
Veículos e aeronaves	33.871	(32.756)	1.115	44.617	(42.725)	1.892
Móveis e utensílios	16.400	(10.966)	5.434	22.314	(15.498)	6.816
(-) Impairment (18.4)	(710.509)	-	(710.509)	(925.521)	-	(925.521)
(-) Impairment Copel TEL	-	-	-	(27.928)	-	(27.928)
(-) Obrigações especiais	(792)	290	(502)	(332)	81	(251)
	18.412.220	(8.835.093)	9.577.127	17.298.078	(8.412.964)	8.885.114
Em curso						
Custo	752.846	-	752.846	734.507	-	734.507
(-) Impairment (18.4)	(187.382)	-	(187.382)	(120.308)	-	(120.308)
(-) Impairment Copel TEL	-	-	-	(3.853)	-	(3.853)
	565.464	-	565.464	610.346	-	610.346
	18.977.684	(8.835.093)	10.142.591	17.908.424	(8.412.964)	9.495.460

18.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Efeito da aquisição do Complexo Vilas (NE nº 1.2)							Saldo em 31.12.2021
	Saldo em 1º.01.2021	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transferências	Alienação Copel Telecom		
Em serviço								
Reservatórios, barragens, adutoras	3.481.391	-	(174.810)	2.147	76.335	-	-	3.385.063
Máquinas e equipamentos	5.647.220	-	(375.430)	(26.345)	174.615	754.557	(605.042)	5.569.575
Edificações	872.575	-	(38.629)	(506)	35.060	-	(667)	867.833
Terrenos	451.908	-	(10.777)	(763)	18.848	-	(98)	459.118
Veículos e aeronaves	1.892	-	(835)	(68)	134	-	(8)	1.115
Móveis e utensílios	6.816	-	(1.079)	(46)	1.562	-	(1.819)	5.434
(-) Impairment (18.4)	(925.521)	215.012	-	-	-	-	-	(710.509)
(-) Impairment Copel TEL	(27.928)	1.989	-	-	-	-	25.939	-
(-) Obrigações especiais	(251)	-	89	-	(340)	-	-	(502)
(-) Reclassificação (a)	(622.988)	-	-	-	41.293	-	581.695	-
	8.885.114	217.001	(601.471)	(25.581)	347.507	754.557	-	9.577.127
Em curso								
Custo	795.816	406.173	-	(42.655)	(335.975)	-	(70.513)	752.846
(-) Impairment (18.4)	(120.308)	(67.074)	-	-	-	-	-	(187.382)
(-) Impairment Copel TEL	(3.853)	3.103	-	-	-	-	750	-
(-) Reclassificação (a)	(61.309)	-	-	-	(8.454)	-	69.763	-
	610.346	342.202	-	(42.655)	(344.429)	-	-	565.464
	9.495.460	559.203	(601.471)	(68.236)	3.078	754.557	-	10.142.591

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2020
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.676.692	-	(195.062)	-	(239)	3.481.391
Máquinas e equipamentos	6.003.890	-	(431.088)	(86.550)	160.968	5.647.220
Edificações	908.024	-	(42.593)	(83)	7.227	872.575
Terrenos	462.420	-	(10.617)	(2)	107	451.908
Veículos e aeronaves	3.084	-	(1.171)	(123)	102	1.892
Móveis e utensílios	7.949	-	(1.559)	(238)	664	6.816
(-) Impairment (18.5)	(961.177)	35.656	-	-	-	(925.521)
(-) Impairment Copel TEL	(81.322)	53.394	-	-	-	(27.928)
(-) Obrigações especiais	(43)	-	46	-	(254)	(251)
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	(622.988)	(622.988)
	10.019.517	89.050	(682.044)	(86.996)	(454.413)	8.885.114
Em curso						
Custo	700.172	273.823	-	(8.126)	(170.053)	795.816
(-) Impairment (18.5)	(122.261)	1.953	-	-	-	(120.308)
(-) Impairment Copel TEL	(5.325)	1.472	-	-	-	(3.853)
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	(61.309)	(61.309)
	572.586	277.248	-	(8.126)	(231.362)	610.346
	10.592.103	366.298	(682.044)	(95.122)	(685.775)	9.495.460

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

18.3 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

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

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

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

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso, embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados. Particularmente, 2020 e 2021 mostraram-se anos atípicos quanto ao crescimento da atividade econômica no país e no mundo, em função da pandemia do Covid-19 e, conseqüentemente, por medidas para a sua contenção, o que interferiu diretamente no comércio, indústria e serviços.

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

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

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

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

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

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)	(243.483)	671.834
	3.528.836	(368.589)	(897.891)	2.262.356

(a) Projeto em desenvolvimento

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Impairment / Reversão	1º.01.2021	Impairment / Reversão	Saldo em 31.12.2021
Em serviço					
UHE Colíder	(777.294)	94.101	(683.193)	43.664	(639.529)
Complexo Eólico Cutia	(54.104)	54.104	-	-	-
UEGA	-	(138.777)	(138.777)	138.777	-
Usinas no Paraná	(129.779)	26.228	(103.551)	32.571	(70.980)
	(961.177)	35.656	(925.521)	215.012	(710.509)
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)	147.938	(897.891)

18.4.1 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.

18.4.2 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*.

18.4.3 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 reconhecidas 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.

18.4.4 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 reconhecido *impairment* adicional.

18.4.5 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.

18.4.6 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 São Bento (a)	7,65%	80,49%	75,81%	71,34%	-
Complexo Brisa I (b)	7,65%	71,34%	66,64%	62,15%	-
Complexo Brisa II (c)	7,65%	63,44%	58,25%	53,33%	-
Complexo 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%	-
Elejor	6,00%	15,27%	13,16%	11,11%	-

(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.

18.5 Empreendimentos em construção

18.5.1 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.

18.5.2 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.

18.6 Taxas de depreciação

Taxas de depreciação (%)	31.12.2021	31.12.2020
Taxas médias do segmento de geração (18.6.1)		
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	3,15
Taxas médias para ativos da Administração central		
Edificações	3,33	3,35
Máquinas e equipamentos de escritório	6,27	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.

18.6.1 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.

19 Intangível

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	6.596.184	6.203.387
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	2.473.858	553.840
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	96.145	132.366
Outros intangíveis (19.4)	49.373	39.863
	9.215.560	6.929.456

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.

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço		Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2020	8.487.265		(2.783.579)	5.703.686
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	99		-	99
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	1.016.482		(105.116)	911.366
Transferências para outros créditos	(1.372)		-	(1.372)
Quotas de amortização - concessão (a)	(485.677)		138.596	(347.081)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.655)		-	(10.655)
Baixas	(52.656)		-	(52.656)
Em 31.12.2020	8.953.486		(2.750.099)	6.203.387
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-		(8.385)	(8.385)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	943.905		(122.346)	821.559
Transferências para outros créditos	(3.563)		-	(3.563)
Quotas de amortização - concessão (a)	(522.525)		146.697	(375.828)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.363)		-	(10.363)
Baixas	(30.623)		-	(30.623)
Em 31.12.2021	9.330.317		(2.734.133)	6.596.184

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

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

19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização/ ágio técnico	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2020	209.467	-	373.204	582.671
Outorga Aneel - uso do bem público	-	3.682	-	3.682
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.527)	-	(14.986)	(32.513)
Capitalizações para intangível em serviço	3.682	(3.682)	-	-
Em 31.12.2020	195.622	-	358.218	553.840
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	63.446	1.823	-	65.269
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(72.148)	-	(14.987)	(87.135)
Capitalizações para intangível em serviço	1.823	(1.823)	-	-
Repactuação Risco Hidrológico (GSF) - NE nº 1-b	1.570.543	-	-	1.570.543
Em 31.12.2021	1.759.286	-	714.572	2.473.858

(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.

19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	Total
Em 1º.01.2020	-
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	154.483
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	7.277
Quotas de amortização - concessão	(29.243)
Baixas	(151)
Em 31.12.2020	132.366
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	3.398
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(1.398)
Quotas de amortização - concessão	(38.221)
Em 31.12.2021	96.145

A publicação da Lei Complementar nº 205/2017 trouxe nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão da Compagas, o que gerou um ajuste de prática entre os registros contábeis realizados na Compagás, que manteve como base a data de vencimento prevista no contrato de concessão, em 2024, e na Copel, que passou a considerar o vencimento previsto em lei, em 2019, como base para as contabilizações. A partir da Lei Complementar nº 227/2020 que determinou que o vencimento deveria ser em 2024, a diferença gerada pelo ajuste de prática realizado desde dezembro de 2017 está registrada no intangível e será amortizada até o final da concessão.

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2020	31.620	14.634	46.254
Aquisições	128	10.863	10.991
Transferências do imobilizado	229	2.932	3.161
Capitalizações para intangível em serviço	7.136	(7.136)	-
Quotas de amortização (a)	(11.584)	-	(11.584)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(13)	-	(13)
Baixas	-	(4)	(4)
(-) Reclassificação (b)	(8.307)	(635)	(8.942)
Em 31.12.2020	19.209	20.654	39.863
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	10.275	-	10.275
Aquisições	-	10.375	10.375
Transferências do imobilizado	986	482	1.468
Capitalizações para intangível em serviço	4.453	(4.453)	-
Quotas de amortização (a)	(7.770)	-	(7.770)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(5)	-	(5)
Cisão parcial de ativos	(5.047)	(526)	(5.573)
(-) Reclassificação (b)	141	599	740
Em 31.12.2021	22.242	27.131	49.373

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	2.214	1.609	46.245	42.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	1.413	907	17.792	29.742
	3.627	2.516	64.037	72.490
Obrigações trabalhistas				
Férias	4.656	2.978	107.471	100.175
Provisões por desempenho e participação nos lucros	14.455	11.263	364.701	483.110
Programa de desligamentos voluntários	13.716	-	68.601	28.071
Outros	-	2	-	200
	32.827	14.243	540.773	611.556
	36.454	16.759	604.810	684.046

21 Fornecedores

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
	Energia elétrica	1.303.386
Materiais e serviços	770.629	671.458
Gás para revenda	60.121	38.574
Encargos de uso da rede elétrica	576.848	332.521
	2.710.984	2.436.452
	Circulante	2.585.735
	Não circulante	125.249
		2.291.307
		145.145

22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2021	31.12.2020
MOEDA ESTRANGEIRA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
Par Bond												
Discount Bond												
Copel												
Reestruturação da dívida.												
Garantias depositadas (22.1).												
20.05.1998												
20.05.1998												
1												
11.04.2024												
11.04.2024												
Semestral												
Semestral												
6,0% + 0,20%												
1,0625% + 0,20%												
6,0% + 0,20%												
1,0625% + 0,20%												
17.315												
12.082												
150.572												
140.337												
MOEDA NACIONAL												
Banco do Brasil												
CCB 306.401.381 (a)												
Copel HOL												
Capital de giro.												
Cessão de créditos												
21.07.2015												
2												
25.03.2023												
Trimestral												
135,00% do DI												
145,46% do DI												
640.005												
641.207												
641.207												
640.177												
Caixa Econômica Federal												
415.855-22/14												
Copel DIS												
Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.												
Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.												
31.03.2015												
120												
08.12.2026												
Mensal												
6,0%												
6,0%												
16.984												
9.580												
11.496												
3153-352												
Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.												
Cessão fiduciária de duplicatas.												
01.11.2016												
36												
15.12.2021												
Mensal												
5,5 % acima da TJLP												
5,5 % acima da TJLP												
1.156												
-												
165												
9.580												
11.661												
Banco do Nordeste do Brasil												
35202166127989												
Jandaira I												
35202164527986												
Jandaira II												
35202162927987												
Jandaira III												
35202160027984												
Jandaira IV												
Implantação do Complexo Edício de Jandaira												
Fiança bancária												
31.05.2021												
192												
15.06.2038												
Mensal												
2,7086% + IPCA ⁽¹⁾												
3,0107% + IPCA												
21.687												
7.312												
-												
31.05.2021												
192												
15.06.2038												
Mensal												
2,7086% + IPCA ⁽¹⁾												
3,0107% + IPCA												
56.421												
18.424												
-												
31.05.2021												
192												
15.06.2038												
Mensal												
2,7086% + IPCA ⁽¹⁾												
3,0107% + IPCA												
65.158												
21.645												
-												
31.05.2021												
192												
15.06.2038												
Mensal												
2,7086% + IPCA ⁽¹⁾												
3,0107% + IPCA												
65.421												
22.058												
-												
35201915725525												
Potiguar B141												
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												
-												
04.04.2019												
216												
15.04.2039												
Mensal												
IPCA + 2,3323% a.a.												
IPCA + 2,3323% a.a.												
92.213												
94.809												
-												
11.04.2019												
216												
15.04.2039												
Mensal												
IPCA + 2,3323% a.a.												
IPCA + 2,3323% a.a.												
92.138												
94.453												
-												
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												
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												
72.109												
83.936												

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

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

(continua)

Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2021	31.12.2020		
Consolidado														
BNDES														
820989.1	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	72.109	83.935		
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguçu 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.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	680.413	748.083		
13210331		Implantação da subestação Cerquilho III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	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 Salto 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 Iguçu		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+I+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	162.773	110.699		
14205611-A	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)		Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	-	585	
14205611-B					15.12.2014	6	15.02.2021	Anual	2,09% acima da TR BNDES	2,09% acima da TR BNDES	17.821	-	4.329	
14205611-C					15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	19.595	27.434	
14205611-D			15.12.2014		57	15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	-	2		
14.2.1271.1	Santa Maria	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de receitas.	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	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			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.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	14.898	17.046
13212221 - B						03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	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	6,0%	6,0%	21.577	5.285	7.550		
Total moeda nacional											2.238.758	2.338.138	3.587.697	3.073.912
											Divida bruta	3.738.269	3.214.249	
											(-) Custo de transação	(59.825)	(25.718)	
											Divida líquida	3.678.444	3.188.531	
											Circulante	579.770	717.677	
											Não Circulante	3.098.674	2.470.854	

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

22.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 84.163 (R\$ 78.764 em 31.12.2020), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 58.601 (R\$ 54.757 em 31.12.2020), destinadas a amortizar os valores de principal, correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento de 1992. Conforme NE 15.2 o empréstimo foi quitado em 10.03.2022.

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

Consolidado		31.12.2021	%	31.12.2020	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	7,39	150.572	4,09	140.337	4,40
		150.572	4,09	140.337	4,40
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	5,32	1.916.561	52,11	2.090.340	65,56
CDI	9,15	639.555	17,39	638.431	20,02
IPCA	10,06	935.900	25,44	270.749	8,49
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	35.856	0,97	48.674	1,53
		3.527.872	95,91	3.048.194	95,60
		3.678.444	100,00	3.188.531	100,00

22.3 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	320.003	(304)	319.699	565.417	(3.852)	561.565
2024	149.271	-	149.271	391.018	(3.554)	387.464
2025	-	-	-	239.612	(3.550)	236.062
2026	-	-	-	240.120	(3.553)	236.567
2027	-	-	-	240.037	(3.552)	236.485
Após 2027	-	-	-	1.477.704	(37.173)	1.440.531
	469.274	(304)	468.970	3.153.908	(55.234)	3.098.674

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2020	108.983	676.720	785.703
Encargos	6.928	22.849	29.777
Variação monetária e cambial	31.189	-	31.189
Amortização - principal	-	(38.500)	(38.500)
Pagamento - encargos	(6.763)	(22.638)	(29.401)
Em 31.12.2020	140.337	638.431	778.768
Encargos	6.218	39.833	46.051
Variação monetária e cambial	10.266	-	10.266
Pagamento - encargos	(6.249)	(38.709)	(44.958)
Em 31.12.2021	150.572	639.555	790.127

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2020	108.983	3.033.400	3.142.383
Ingressos	-	263.000	263.000
Encargos	6.928	176.337	183.265
Varição monetária e cambial	31.189	5.869	37.058
Amortização - principal	-	(253.700)	(253.700)
Pagamento - encargos	(6.763)	(176.712)	(183.475)
Em 31.12.2020	140.337	3.048.194	3.188.531
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	-	514.272	514.272
Ingressos	-	134.313	134.313
(-) Custos de transação	-	(1.647)	(1.647)
Encargos	6.218	191.398	197.616
Varição monetária e cambial	10.266	31.091	41.357
Amortização - principal	-	(202.577)	(202.577)
Pagamento - encargos	(6.249)	(187.172)	(193.421)
Em 31.12.2021	150.572	3.527.872	3.678.444

22.5 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
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações GE Boa Vista S.A. GE Farol S.A. GE Olho D'Água S.A. GE São Bento do Norte S.A.	Contrato de Cessão BNDES BNDES Finem nº 11211531 BNDES Finem nº 11211521 BNDES Finem nº 11211551 BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

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

23 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2021	31.12.2020
Copel	7ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	19.01.2018	2	19.01.2021	Semestral	119,0% da taxa DI	125,18% do DI	600.000	-	303.101
	8ª		Pagamento da 6ª emissão de debêntures e reforço da estrutura de capital.		14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	502.400	500.475
Copel GeT	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	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		Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	690.311	1.010.625
	5ª	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)	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 Colider 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	-	
Copel DIS	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	254.824	502.358
	4ª		Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	684.185	1.011.796
	5ª (série 1)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria e reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL.	15.11.2019		3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA+ 4,61%	500.000	584.489	529.349	
	5ª (série 2)	Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.	15.11.2019		2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	177.187	351.479	
	6ª (série 1)	Reforço do capital de giro da Emissora e a amortização da primeira parcela de principal das debêntures de cada uma das seguintes emissões da Emissora: 3ª, 4ª e 5ª Emissão.	16.06.2021		2	15.06.2026	Semestral	CDI + 1,95%	CDI + 2,02%	1.000.000	1.005.102	-	
	6ª (série 2)	Investimentos para expansão, renovação ou melhoria e/ou reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora, vinculada ao "Contrato de concessão nº 46/1999-ANEEL.	16.06.2021		3	15.06.2031	Semestral	IPCA + 4,7742% a.a.	IPCA + 5,1564% a.a.	500.000	529.366	-	
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	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.000	370.903	353.166
Compagás	2ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17%	TJLP+2,17%	33.620	-	3.000
	3ª	(f)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	SELIC+2,17%	SELIC+2,17%	-	-	2.890
											43.000	-	14.475
											8.240.769	6.837.819	
											(93.152)	(80.338)	
											8.147.617	6.757.481	
											2.144.485	1.881.411	
											6.003.132	4.876.070	

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

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

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

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

(e) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com colocação exclusiva para a BNDESPAR. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: BNDES Participações S.A - BNDESPAR.

(f) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com distribuição pública de esforços restritos. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: Simplific Pavarini DTVM Ltda.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2021	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2023	1.183.452	(16.356)	1.167.096
2024	514.671	(11.296)	503.375
2025	1.617.055	(9.610)	1.607.445
2026	1.324.561	(7.473)	1.317.088
2027	253.651	(6.328)	247.323
Após 2027	1.179.645	(18.840)	1.160.805
	6.073.035	(69.903)	6.003.132

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	1.112.721	8.429.710
Encargos e variação monetária	28.854	453.951
Amortização - principal	(300.000)	(1.046.295)
Pagamento - encargos	(40.286)	(422.295)
Reclassificação (a)	-	(657.590)
Em 31.12.2020	801.289	6.757.481
Ingressos	-	3.000.000
(-) Custos de transação	-	(35.030)
Encargos e variação monetária	25.232	658.653
Amortização - principal	(300.000)	(1.852.048)
Pagamento - encargos	(24.805)	(361.073)
Reclassificação (a)	-	(20.366)
Em 31.12.2021	501.716	8.147.617

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

23.3 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	7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel GeT	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures 7ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

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

24 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.

24.1 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.

24.2 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.

24.3 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	12	13	965	1.124
Planos assistenciais	14.139	10.142	1.294.209	1.492.490
	14.151	10.155	1.295.174	1.493.614
Circulante	229	226	68.836	69.231
Não circulante	13.922	9.929	1.226.338	1.424.383

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	1.301	575	59.052	57.977
Plano assistencial - pós-emprego	958	769	116.504	94.349
Plano assistencial - funcionários ativos	1.427	988	71.795	75.192
	3.686	2.332	247.351	227.518
Administradores				
Planos previdenciários	348	226	1.300	977
Plano assistencial	31	62	122	139
	379	288	1.422	1.116
	4.065	2.620	248.773	228.634

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	9.036	1.194.936
Apropriação do cálculo atuarial	769	94.349
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	4.732	130.129
Ajuste referente a perdas atuariais	779	271.343
Amortizações	(5.161)	(197.143)
Em 31.12.2020	10.155	1.493.614
Apropriação do cálculo atuarial	958	116.504
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	6.402	130.308
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	3.257	(246.626)
Amortizações	(6.621)	(198.626)
Em 31.12.2021	14.151	1.295.174

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

24.5.1 Premissas atuariais

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

Consolidado	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

24.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Número de participantes ativos	18	22	6.645	7.401	6.276	6.546
Número de participantes inativos	4.229	4.274	5.018	4.646	8.910	9.032
Número de dependentes	-	-	-	-	21.621	21.716
Total	4.247	4.296	11.663	12.047	36.807	37.294

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

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

Consolidado	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

24.5.4 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\$ 653.654 e de R\$ 10.111 enquanto que, em 31.12.2020, a posição era, respectivamente, de R\$ 807.444 e de R\$ 285.057. 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	6.145.601	3.337.093	1.491.118	10.973.812	11.820.184
Valor justo dos ativos do plano	(6.799.255)	(3.347.204)	(196.909)	(10.343.368)	(11.420.196)
Estado de cobertura do plano	(653.654)	(10.111)	1.294.209	630.444	399.988
Ativo não reconhecido	653.654	10.111	-	663.765	1.092.501
	-	-	1.294.209	1.294.209	1.492.489

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.

24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2020	6.638.462	3.046.536	1.389.610
Custo de serviço	578	2.018	20.854
Custo dos juros	405.371	183.866	85.561
Benefícios pagos	(456.151)	(203.342)	(74)
Perdas atuariais	172.564	315.645	218.686
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2020	6.760.824	3.344.723	1.714.637
Custo de serviço	252	2.006	7.368
Custo dos juros	481.656	246.256	125.132
Benefícios pagos	(511.621)	(233.908)	-
Ganhos atuariais	(585.510)	(21.984)	(356.019)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2021	6.145.601	3.337.093	1.491.118

24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2020	7.546.756	3.137.754	196.211
Retorno esperado dos ativos	607.252	224.591	16.474
Contribuições e aportes	23.919	136.708	-
Benefícios pagos	(456.151)	(203.341)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(153.508)	334.068	9.463
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2020	7.568.268	3.629.780	222.148
Retorno esperado dos ativos	837.120	133.837	6.366
Contribuições e aportes	26.661	136.730	-
Benefícios pagos	(511.621)	(233.908)	-
Perdas atuariais	(1.121.173)	(319.235)	(31.605)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2021	6.799.255	3.347.204	196.909

24.5.7 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	309	4.021	6.172
Custo estimado dos juros	673.723	364.900	155.389
Rendimento esperado do ativo do plano	(725.888)	(363.906)	(21.269)
Contribuições estimadas dos empregados	(139)	(2.010)	-
Custos (receitas)	(51.995)	3.005	140.292

24.5.8 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	(931.718)	899.959
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(265.494)	249.212
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	100.689	(97.728)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	410	(398)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	413	(400)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.081	(1.014)

24.5.9 Benefícios a pagar

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2022	508.055	211.442	83.228	802.725
2023	482.445	201.321	83.279	767.045
2024	457.829	191.482	81.297	730.608
2025	434.348	181.975	78.059	694.382
2026	411.209	172.954	74.755	658.918
2027 a 2051	3.557.360	1.995.374	751.681	6.304.415

24.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

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

Consolidado	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:

Consolidado	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%.

24.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2021 e 31.12.2020 no valor de R\$ 64.883 e R\$ 67.515, respectivamente.

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE	41.786	5.700
Reserva global de reversão - RGR	8.834	12.446
Bandeira tarifária	147.766	15.566
	198.386	33.712

26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

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

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.

26.1 Saldos constituídos para aplicação em Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2021	Saldo em 31.12.2020
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	7.584	-	7.584	8.085
MME	-	3.790	-	3.790	4.041
P&D	195.059	1.299	89.671	286.029	332.746
	195.059	12.673	89.671	297.403	344.872
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	19.883	-	19.883	5.855
PEE	94.290	2.574	212.947	309.811	314.284
	94.290	22.457	212.947	329.694	320.139
	289.349	35.130	302.618	627.097	665.011
			Circulante	292.495	380.186
			Não circulante	334.602	284.825

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT

Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

26.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2020	4.046	2.023	341.658	16.410	294.034	658.171
Constituições	37.427	18.716	37.426	10.181	40.724	144.474
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.545	3.545
Juros (NE nº 34)	-	-	4.253	1.469	6.828	12.550
Recolhimentos	(33.388)	(16.698)	-	(21.589)	-	(71.675)
Conclusões	-	-	(50.591)	-	(31.463)	(82.054)
Em 31.12.2020	8.085	4.041	332.746	5.855	314.284	665.011
Constituições	50.804	25.399	50.796	12.801	51.206	191.006
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.010	3.010
Juros (NE nº 34)	-	-	3.664	1.227	9.923	14.814
Recolhimentos	(51.305)	(25.650)	(15.966)	-	(56.176)	(149.097)
Conclusões	-	-	(85.211)	-	(12.436)	(97.647)
Em 31.12.2021	7.584	3.790	286.029	19.883	309.811	627.097

27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2021	31.12.2020	
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	IPCA	20.495	17.213	
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	27.376	25.075	
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	8.595	7.841	
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	2.894	3.299	
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	844.599	678.436	
							903.959	731.864	
							Circulante	104.963	88.951
							Não circulante	798.996	642.913

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

27.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2020	612.587
Adição	3.682
Ajuste a valor presente	(1.112)
Variação monetária	191.638
Pagamentos	(74.931)
Em 31.12.2020	731.864
Adição	65.269
Ajuste a valor presente	78.203
Variação monetária	117.053
Pagamentos	(88.430)
Em 31.12.2021	903.959

27.2 UHEs Fundão e Santa Clara

Em 30.09.2021 a Elejor protocolou o Termo de Aceitação decorrente da Lei nº 14.052/2020, Resolução Normativa Aneel nº 895/2020 e Resolução Homologatória Aneel nº 2.932/2021, que tratam da repactuação do risco hidrológico com extensão de outorga da UHE Santa Clara até 10.05.2040 e da UHE Fundão até 10.06.2040, conforme detalhado na NE 1(b). O valor presente dos pagamentos futuros do UBP (Uso do Bem Público) para o período de extensão foram reconhecidos nesta data.

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2022	109.102	104.963
2023	109.102	93.198
2024	109.102	84.128
2025	108.347	75.371
Após 2025	1.606.471	546.299
	2.042.124	903.959

28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

28.1 Direito de uso de ativos

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

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41) e efeitos da combinação de negócios (NE nº 1.2)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.12.2020
Imóveis	40.155	5.319	75	(18.433)	(2.551)	(1.181)	23.384
Veículos	46.400	79.455	1.331	(28.176)	-	(8.694)	90.316
Equipamentos	6.276	18.797	-	(4.880)	-	(1.372)	18.821
	92.831	103.571	1.406	(51.489)	(2.551)	(11.247)	132.521

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2020	283	96.604
Adições	1.026	103.571
Ajuste por remensuração	7	1.406
Encargos	53	10.528
Pagamento - principal	(329)	(51.761)
Pagamento - encargos	(54)	(7.577)
Baixas	-	(2.670)
Reclassificação (a)	-	(11.740)
Em 31.12.2020	986	138.361
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	-	22.381
Adições	2.648	98.265
Ajuste por remensuração	26	13.615
Encargos	236	13.459
Pagamento - principal	(317)	(53.120)
Pagamento - encargos	(236)	(7.145)
Baixas	(85)	(14.799)
Reclassificação (a)	-	1.717
Em 31.12.2021	3.258	212.734
	Circulante	301
	Não circulante	2.957
		47.240
		165.494

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

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

28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2023	38.090
2024	29.388
2025	12.293
2026	11.235
2027	6.871
Após 2027	124.164
Valores não descontados	222.041
Juros embutidos	(56.547)
Saldo do passivo de arrendamento	165.494

28.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

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

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	356.050	212.734
Pis/Cofins potencial	25.772	16.222

28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

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

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

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	212.734	258.038	21,30%
Direito de uso de ativos	204.056	241.514	18,36%
Despesa Financeira	12.687	17.099	34,78%
Despesa de amortização	46.468	52.274	12,49%

28.4 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 33.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

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

28.5 Recebíveis de arrendamentos

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

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado		
	31.12.2021	31.12.2020
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	545.468	343.406
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 36.2.11)	108.031	94.089
Aquisição de investimentos	46.361	14.169
Pagamentos/devoluções à consumidores	45.579	49.401
Cauções em garantia	35.285	16.409
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	35.130	29.508
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	34.113	29.174
Taxa de iluminação pública arrecadada	32.895	48.188
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	12.066	9.799
Outras obrigações	75.364	71.143
	970.292	705.286
	Circulante	370.383
	Não circulante	599.909
		235.400
		469.886

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

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

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

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

30.1 Mutações das provisões para litígios

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

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2020
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins	104.284	2.864	-	-	107.148
Outras	30.744	45.039	(46.378)	-	29.405
	135.028	47.903	(46.378)	-	136.553
Trabalhistas	1.957	780	-	(271)	2.466
Cíveis	150.529	13.411	-	-	163.940
Regulatórias	17.357	4.016	-	-	21.373
	304.871	66.110	(46.378)	(271)	324.332

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

(a) Reclassificação principalmente para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

Consolidado	Resultado				Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros (a)	Saldo em 31.12.2020
	Saldo em 1º.01.2020	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins	104.284	2.864	-	-	-	-	-	107.148
Outras	71.506	47.949	(49.381)	-	-	(244)	(3.105)	66.725
	175.790	50.813	(49.381)	-	-	(244)	(3.105)	173.873
Trabalhistas	673.062	102.315	(4.297)	-	-	(145.228)	(29.604)	596.248
Benefícios a empregados	86.297	11.439	(43.524)	-	-	(783)	(1.028)	52.401
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	336.962	94.500	(20.581)	-	-	(22.452)	(534)	387.895
Servidões de passagem	127.010	286	(543)	(13.748)	667	(2.119)	-	111.553
Desapropriações e patrimoniais	118.757	4.634	(1.217)	6.673	5.202	(161)	-	133.888
Consumidores	4.956	299	(1.275)	-	-	(7)	-	3.973
Ambientais	4.071	3.108	(5)	-	-	-	-	7.174
	591.756	102.827	(23.621)	(7.075)	5.869	(24.739)	(534)	644.483
Regulatórias	79.808	10.955	(1.033)	-	-	(1.031)	-	88.699
	1.606.713	278.349	(121.856)	(7.075)	5.869	(172.025)	(34.271)	1.555.704

(a) Reclassificação principalmente para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

30.2 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 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									
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.	110.059	107.148	7.914	6.554	110.059	107.148	7.914	6.554
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	29.813	29.405	107.840	100.165	29.813	29.405	107.840	100.165
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	45.602	44.866	1.721	-	77.058	84.027
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	-	-	43.346	97.404
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	-	-	-	-	-	-	118.981	98.459
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	170	3	83.536	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.	4.336	-	6.404	8.138	39.352	37.317	122.314	116.920
		144.208	136.553	167.760	159.723	181.115	173.873	560.989	576.623
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).	2.437	2.466	3.606	2.291	569.756	596.248	275.230	348.463
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.	587	-	-	-	37.148	52.401	3.524	9.210
Regulatórias									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	25.174	21.373	-	-	82.670	70.188	-	-
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.	-	-	-	-	-	-	1.066.486	942.640
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
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	20.485	18.511	38.099	-
		25.174	21.373	-	-	103.155	88.699	1.400.516	1.158.993

(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									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	79.092	50.330	68.104	41.258
DER	O DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório. A Companhia teve sentença recorável favorável a ela.	-	-	-	-	-	-	-	95.669
Arbitragem	Discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida	165.158	125.719	670.704	510.543	165.158	125.719	670.704	510.543
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS	Referente a estimativa de contingência passiva, conforme julgamento da administração e opinião de seus assessores legais, relativa a eventual propositura de demanda pelos consumidores sobre o crédito tributário reconhecido, detalhado na NE nº 13.2.1, referente ao período que exacerba a regra de neutralidade tributária, compreendido entre o 11º e o 16º ano, de um total de 16 anos considerados na ação. Em 09.02.2021, a Aneel abriu Consulta Pública 005/2021 com intuito de aprimoramento da proposta de devolução destes créditos tributários aos consumidores. As áreas técnicas da Aneel elaboraram nota técnica à referida Consulta Pública delimitando seu escopo à análise econômico-financeira, porém sem discutir os aspectos jurídicos. No âmbito da referida Consulta Pública e após o recebimento das contribuições enviadas pelos interessados, em 04.03.2022, foi emitido Parecer da Procuradoria Federal junto a ANEEL que respondeu a quesitos formulados pelas superintendências da ANEEL que avaliam o tema. A agência reguladora ainda não concluiu sua análise no âmbito da referida Consulta Pública e, até o momento, não há decisão final em âmbito administrativo. A Companhia e seus assessores legais avaliaram os documentos disponibilizados na Consulta Pública 005/2021 e o Parecer da Procuradoria Federal, não identificando alterações no seu entendimento anterior sobre o assunto, e aguardam análise pela Aneel de suas contribuições de forma a solidificar esse entendimento e resguardar seus direitos.	-	-	-	-	-	-	1.775.347	1.755.112
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.	10.198	38.221	6.639	4.759	131.519	133.560	233.194	282.794
Indenização a terceiros (cíveis)	Ações de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas	-	-	-	-	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.	-	-	-	-	138.075	110.652	29.100	26.001
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.	-	-	-	-	93.679	86.207	184.305	138.341
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
Consumidores	Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, máquinas industriais e comerciais, indenizações por dano moral decorrente da prestação de serviço (suspensão do fornecimento) e ações movidas por consumidores industriais, questionando a legalidade da majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado, e pleiteando restituição de valores envolvidos.	-	-	-	-	3.755	3.920	3.964	3.768
Ambientais	Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel GeT. Contemplam também os Termos de Ajuste de Conduta - TAC, que se referem aos compromissos acordados e aprovados entre a Companhia e os órgãos competentes, pelo descumprimento de alguma condicionante concluída nas Licenças de Instalação e Operação.	-	-	-	-	5.902	7.174	206.647	180.068
		175.356	163.940	677.343	515.302	706.191	644.483	3.237.253	3.116.877
		347.762	324.332	848.709	677.316	1.597.365	1.555.704	5.477.512	5.210.166

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais são de classes “A” e “B” e têm direito a voto restrito conforme § 7º do artigo 5º do Estatuto Social.

De acordo com o artigo 17 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

As ações preferenciais classe “A” têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações.

As ações preferenciais classe “B” têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe “B” são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe “A”.

Em 11.03.2021 a Assembleia Geral aprovou a proposta de reforma integral e consolidação do estatuto da Companhia incluindo, dentre outras modificações, o desdobramento de ações da Companhia, na proporção de 1 ação para 10 ações, de modo que, a cada 1 ação de emissão da Companhia, serão creditadas 9 novas ações de mesma classe e espécie.

Em 2021 a Companhia implementou o Programa de UNITs que consiste na formação de Certificados de Depósito de Ações, ou UNITs, compostas de uma ação ordinária ON (CPLE3) e quatro ações preferenciais classe “B” (CPLE6). O programa foi homologado pelo Conselho de Administração da Copel em 23.04.2021 e suas operações foram iniciadas em 26.04.2021 no mercado brasileiro.

Em 31.12.2021, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2020). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados a seguir:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.304.512	69,66	-	-	115.969.784	6,91	850.274.296	31,07
BNDESPAR	131.161.562	12,44	-	-	524.646.248	31,24	655.807.810	23,96
Eletrobras	15.307.740	1,45	-	-	-	-	15.307.740	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	126.653.784	12,02	661.760	21,16	863.944.649	51,44	991.260.193	36,23
NYSE	43.115.100	4,09	-	-	172.460.400	10,27	215.575.500	7,88
Latibex	228.667	0,02	-	-	1.782.043	0,11	2.010.710	0,07
Prefeituras	1.783.930	0,17	93.260	2,98	34.710	-	1.911.900	0,07
Outros	1.535.165	0,15	2.372.980	75,86	497.456	0,03	4.405.601	0,16
	1.054.090.460	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	2.736.553.750	100,00

31.2 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	591.927	591.927
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(779)	(271.345)
Tributos sobre os ajustes	265	92.190
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(178.434)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(90.347)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	30.717
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(59.630)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	207
Em 31.12.2020	353.349	353.349
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(3.257)	246.626
Tributos sobre os ajustes (a)	1.107	(93.881)
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	154.751	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(70.569)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	23.994
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(46.575)	-
Passivo atuarial - realização de investimento	(33.205)	(33.205)
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(144)
Em 31.12.2021	426.170	426.170

(a) Desreconhecimento de ativo fiscal diferido sobre passivo atuarial da Copel SER por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para sua absorção.

31.3 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.

31.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2021	31.12.2020
Base de cálculo para os dividendos		
Lucro líquido do exercício	4.952.573	3.904.202
Reserva legal (5%)	(247.629)	(195.210)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	46.575	59.630
	4.751.519	3.768.622
Dividendos propostos		
Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto (a)	522.809	807.500
Dividendos intercalares (b)	1.197.003	-
Complemento pra atingir o mínimo obrigatório	-	211.057
Dividendo adicional proposto	1.368.675	1.507.449
	3.088.487	2.526.006
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	1.120.747	1.278.126
Ações preferenciais classe "A"	3.658	4.155
Ações preferenciais classe "B"	1.964.082	1.243.725
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	1,06323	0,88128
Ações preferenciais classe "A"	1,16956	1,27172
Ações preferenciais classe "B"	1,16956	0,96941
Valor bruto dos dividendos por ação - Units (c)	5,74147	-

(a) R\$ 239.636 aprovados pelo Conselho de Administração em 17.09.2021, pago em 30.11.2021, e R\$ 283.173 aprovados pelo Conselho de Administração em 08.12.2021, com data de pagamento a ser definida na AGO.

(b) Dividendo aprovado pelo Conselho de Administração em 17.09.2021, pago em 30.11.2021.

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

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes, a base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios é obtida a partir do lucro líquido, diminuído da cota destinada à reserva legal. Contudo, a Administração tem por prática acrescentar na citada base de cálculo a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, de que trata o item 28 da ICPC 10 - Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos CPCs 27, 28, 37 e 43, de forma a anular o efeito causado ao resultado pelo aumento da despesa com depreciação, decorrente da adoção inicial de normas contábeis, bem como pelo CPC 27 - Ativo Imobilizado. Este procedimento reflete a Política de Dividendos da Companhia, a qual será praticada durante a realização de toda a reserva de ajustes de avaliação patrimonial.

31.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2021	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2020
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	1.417.379	482.241	1.899.620	1.935.144	40.607	1.975.751
Ações preferenciais classe "A"	4.478	1.430	5.908	5.783	100	5.883
Ações preferenciais classe "B"	2.345.340	701.705	3.047.045	1.883.054	39.514	1.922.568
	3.767.197	1.185.376	4.952.573	3.823.981	80.221	3.904.202
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares):						
Ações ordinárias	1.176.755.935	1.176.755.935	1.176.755.935	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800
Ações preferenciais classe "A"	3.171.194	3.171.194	3.171.194	3.268.067	3.268.067	3.268.067
Ações preferenciais classe "B"	1.556.626.621	1.556.626.621	1.556.626.621	1.282.974.883	1.282.974.883	1.282.974.883
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	1,20448	0,40981	1,61429	1,33430	0,02800	1,36229
Ações preferenciais classe "A"	1,41173	0,45079	1,86252	1,76982	0,03080	1,80062
Ações preferenciais classe "B"	1,50668	0,45079	1,95747	1,46773	0,03080	1,49852

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2021	31.12.2020
Fornecimento de energia elétrica	12.296.456	(909.527)	(2.465.992)	(1.683.260)	-	7.237.677	6.652.824
Suprimento de energia elétrica	7.034.152	(885.904)	(22.121)	(74.273)	-	6.051.854	3.779.830
Disponibilidade da rede elétrica	10.088.231	(707.904)	(2.334.029)	(1.751.224)	-	5.295.074	4.372.596
Receita de construção	1.951.559	-	-	-	-	1.951.559	1.414.067
Valor justo do ativo indenizável da concessão	142.642	-	-	-	-	142.642	57.341
Distribuição de gás canalizado	950.850	(75.357)	(162.710)	-	(516)	712.267	502.655
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.502.324	(231.465)	-	-	-	2.270.859	676.939
Outras receitas operacionais	358.997	(29.556)	(93)	-	(6.993)	322.355	366.434
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	-	-	-	-	-	-	810.563
	35.325.211	(2.839.713)	(4.984.945)	(3.508.757)	(7.509)	23.984.287	18.633.249

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

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Fornecimento de energia elétrica	12.296.456	9.524.897
Residencial	4.098.156	3.098.969
Industrial	1.230.945	970.638
Comercial, serviços e outras atividades	2.202.475	1.701.260
Rural	873.560	613.419
Poder público	276.383	195.259
Iluminação pública	339.524	233.558
Serviço público	400.341	290.482
Consumidores livres	2.203.320	1.729.603
Doações e subvenções	671.752	691.709
Suprimento de energia elétrica	7.034.152	4.330.982
Contratos bilaterais	2.390.859	2.386.929
Contratos regulados	1.026.124	916.377
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	3.482.687	933.369
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	134.482	94.307
Disponibilidade da rede elétrica	10.088.231	8.780.612
Residencial	3.011.507	2.788.725
Industrial	1.456.377	1.273.320
Comercial, serviços e outras atividades	1.771.496	1.628.098
Rural	623.280	548.682
Poder público	205.247	180.814
Iluminação pública	213.433	205.904
Serviço público	214.501	195.597
Consumidores livres	1.440.922	1.164.020
Concessionárias e geradoras	79.493	61.720
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	1.071.975	733.732
Receita de construção	1.951.559	1.414.067
Concessão de distribuição de energia	1.700.889	1.154.488
Concessão de distribuição de gás canalizado	11.222	7.438
Concessão de transmissão de energia (a)	239.448	252.141
Valor justo do ativo indenizável da concessão	142.642	57.341
Distribuição de gás canalizado	950.850	679.304
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.502.324	746.052
Outras receitas operacionais	358.997	406.539
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	253.049	176.452
Valor justo na compra e venda de energia	-	137.463
Renda da prestação de serviços	91.932	44.182
Outras receitas	14.016	48.442
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	35.325.211	25.939.794
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.839.713)	(2.038.541)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)	-	810.563
(-) ICMS	(4.984.945)	(4.216.720)
(-) ISSQN	(7.509)	(4.504)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(3.508.757)	(1.857.343)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	23.984.287	18.633.249

(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 11.3

32.2 Arrendamentos e aluguéis

32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Equipamentos e estruturas	251.953	175.673
Compartilhamento de instalações	738	415
Imóveis	358	364
	253.049	176.452

32.3 Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	1.737.716	1.530.998
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	1.480.361	81.159
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	191.006	144.474
Quota para reserva global de reversão - RGR	44.372	62.057
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	42.973	27.315
Taxa de fiscalização	12.329	11.340
	3.508.757	1.857.343

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

A CDE, criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem entre suas fontes de recursos, para cumprir seus objetivos, as quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas. A Companhia realiza pagamentos do encargo CDE-Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei. As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias.

A partir de junho de 2021 a Companhia passou a recolher mensalmente a cota relativa à CDE Conta Covid no montante de R\$ 29.032, segregada entre CDE Uso e CDE Energia. Esse encargo, repassado na tarifa aos consumidores, é devido pelas concessionárias e permissionárias de distribuição conforme Despacho nº 939/2021 e tem a finalidade de amortização da operação de crédito contratada pela CCEE na gestão da Conta Covid, nos termos da Resolução Normativa nº 885/2020.

O saldo é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.12.2021
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.814/2020	Janeiro	163.843
Resolução Homologatória nº 2.814/2021	Fevereiro	157.766
Resolução Homologatória nº 2.834/2021	Março e Abril	277.844
Resolução Homologatória nº 2.864/2021	Maió a Dezembro	935.037
Despacho nº 939/2021	Junho a Dezembro	107.009
		1.641.499
CDE ENERGIA		
Despacho nº 939/2021	Junho a Dezembro	96.217
		1.737.716
<hr/>		
Resoluções	Período	31.12.2020
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.664/2019	Janeiro a dezembro	1.531.713
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(715)
		1.530.998

32.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do 5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica 2021 por meio da Resolução Homologatória nº 2.886, de 22.06.2021, autorizando o reajuste médio de 9,89% (0,41% em 2020) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2021. Para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 9,57% e para os da baixa tensão em 10,04%.

A Base de Remuneração Regulatória - BRR líquida da Copel Distribuição, na Revisão Tarifária Periódica de 2021, foi homologada em R\$ 8.362.118. A remuneração do capital atingiu R\$ 985.623, taxa de 10,64% antes dos impostos, e a Quota de Reintegração Regulatória - QRR, que tem por finalidade recompor os ativos relacionados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, foi de R\$ 438.786, taxa média de 3,73%.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2021
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(9.503.743)	-	-	-	(9.503.743)
Encargos de uso da rede elétrica	(2.501.641)	-	-	-	(2.501.641)
Pessoal e administradores (33.2)	(1.011.191)	(12.526)	(527.140)	-	(1.550.857)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(170.289)	(1.644)	(76.840)	-	(248.773)
Material	(63.692)	(21)	(6.109)	-	(69.822)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(1.854.948)	-	-	-	(1.854.948)
Gás natural e insumos para operação de gás	(506.065)	-	-	-	(506.065)
Serviços de terceiros (33.3)	(538.994)	(6.559)	(161.046)	-	(706.599)
Depreciação e amortização	(1.016.466)	(2)	(50.717)	(15.354)	(1.082.539)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	134.854	(181.023)	-	(194.618)	(240.787)
Custo de construção (33.5)	(1.899.844)	-	-	-	(1.899.844)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF (NE nº 1-b)	-	-	-	1.570.543	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(187.618)	6.777	(102.709)	(25.938)	(309.488)
	(19.119.637)	(194.998)	(924.561)	1.334.633	(18.904.563)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2020
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.829.530)	-	-	-	(6.829.530)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.525.567)	-	-	-	(1.525.567)
Pessoal e administradores (33.2)	(1.143.323)	(12.567)	(446.005)	-	(1.601.895)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(161.257)	(1.615)	(65.762)	-	(228.634)
Material	(65.357)	(95)	(7.228)	-	(72.680)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(404.496)	-	-	-	(404.496)
Gás natural e insumos para operação de gás	(354.701)	-	-	-	(354.701)
Serviços de terceiros (33.3)	(406.109)	(4.913)	(147.019)	-	(558.041)
Depreciação e amortização	(945.595)	-	(48.963)	(15.355)	(1.009.913)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	40.143	(128.466)	-	(148.971)	(237.294)
Custo de construção (33.5)	(1.417.504)	-	-	-	(1.417.504)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(134.526)	(12.169)	(94.431)	(92.149)	(333.275)
	(13.347.822)	(159.825)	(809.408)	(256.475)	(14.573.530)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2021
Pessoal e administradores (33.2)	(72.198)	-	(72.198)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(4.065)	-	(4.065)
Material	(441)	-	(441)
Serviços de terceiros	(23.896)	-	(23.896)
Depreciação e amortização	(1.194)	(1.122)	(2.316)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(76.374)	(76.374)
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.378)	(8.848)	(33.226)
	(126.172)	(86.344)	(212.516)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2020
Pessoal e administradores (33.2)	(26.515)	-	(26.515)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.620)	-	(2.620)
Material	(710)	-	(710)
Serviços de terceiros	(31.257)	-	(31.257)
Depreciação e amortização	(868)	(1.122)	(1.990)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(17.224)	(17.224)
Outras receitas (despesas) operacionais	(17.792)	(6.077)	(23.869)
	(79.762)	(24.423)	(104.185)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.872.427	3.107.956
Itaipu Binacional	1.787.691	1.766.058
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.673.116	1.176.798
Contratos bilaterais	2.578.241	1.087.439
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	271.435	221.406
Micro e mini geradores	360.371	161.324
Valor justo na compra e venda de energia	35.818	-
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(1.075.356)	(691.451)
	9.503.743	6.829.530

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Pessoal				
Remunerações	12.842	6.139	691.660	696.837
Encargos sociais	4.270	2.019	227.381	227.485
Auxílio alimentação e educação	2.258	1.501	102.957	107.052
Programa de desligamentos voluntários	33.254	-	139.232	66.905
	52.624	9.659	1.161.230	1.098.279
Administradores				
Honorários	4.708	4.795	18.118	18.465
Encargos sociais	1.062	714	3.832	3.233
Outros gastos	87	82	254	237
	5.857	5.591	22.204	21.935
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	13.717	11.265	367.423	481.681
	72.198	26.515	1.550.857	1.601.895

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Manutenção do sistema elétrico	319.162	206.688
Manutenção de instalações	103.726	97.889
Comunicação, processamento e transmissão de dados	64.772	42.244
Atendimento ao consumidor	60.205	54.713
Leitura e entrega de faturas	52.831	48.895
Consultoria e auditoria	38.832	41.043
Outros serviços	67.071	66.569
	706.599	558.041

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Provisão para litígios (a)	47.712	17.224	190.071	150.269
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 10.4)	-	-	(2.604)	(10.502)
Impairment de gás QNPR (quantidade paga e não retirada) (b)	-	-	15.688	-
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 18.4)	-	-	(147.938)	(37.609)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	181.023	128.466
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	4.547	(1.298)
Provisão para perdas em participações societárias	28.662	-	-	7.968
	76.374	17.224	240.787	237.294

(a) A variação de provisões para litígios ocorreu em função da revisão da avaliação dos assessores legais da Companhia principalmente em ações cíveis. O detalhamento das ações está demonstrado na NE nº 30.

(b) Houve compensação dos contratos entre e Petrobrás e a Compagas do volume de 55.770.890 m³, desconsiderando a diferença de precificação do gás existente entre os contratos (NE 12.1). Porém até a presente data as partes não chegaram a um consenso, restando controvertida a quantia de R\$ 15.688. Diante da compensação efetuada pela Petrobras e a incerteza no ressarcimento da diferença em Reais da referida Cessão, foi registrado *impairment* deste valor até o desfecho da operação.

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Material	1.088.808	781.807
Serviços de terceiros	626.540	460.952
Pessoal	155.182	140.108
Outros (a)	29.314	34.637
	1.899.844	1.417.504

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

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	85.545	63.841
Taxa de arrecadação	50.371	49.903
Indenizações	48.679	38.423
Tributos	43.308	37.847
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	41.152	22.136
Arrendamentos e aluguéis	21.067	9.705
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	(61)	44.020
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	11.400	11.455
Talentos Olímpicos Paranaense - TOP	4.750	4.750
Patrocínio	897	1.126
Publicidade	11.953	9.598
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	(9.573)	40.471
	309.488	333.275

(a) O saldo contempla investimentos sociais da Companhia em educação, cultura, saúde, esporte, dentre outros, incluindo doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal.

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	326.217	271.966
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	255.777	341.964	255.777	341.964
Renda de aplicações financeiras	50.949	893	163.888	80.704
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	35.902	20.168
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	30.043	42.729
Reconhecimento de crédito tributário (NE 13.2.1)	-	-	21.640	944.549
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	9.243	35.089
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	5.373	2.322
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	-	24.511
Outras receitas financeiras	12.765	8.880	125.594	160.100
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre Receita Financeira	(14.682)	(16.252)	(41.628)	(84.434)
	304.809	335.485	932.049	1.839.668
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	67.210	51.925	855.814	607.569
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	200.629	192.848
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	58.814	75.478
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	34.382	27.748	34.382	27.748
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	20.401	-
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	14.814	12.550
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	3.744	62
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	1.787	-	1.787	-
Outras despesas financeiras	8.953	6.403	69.025	57.142
	112.332	86.076	1.259.410	973.397
Líquido	192.477	249.409	(327.361)	866.271

35 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.

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

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

Até 31.12.2021, 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.

35.2 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 e o resultado é apresentado de forma segregada;

Distribuição de energia elétrica (DIS) - tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

Telecomunicações (TEL) - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral. O segmento foi descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações, detalhado na NE nº 41.

Gás - tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás natural canalizado;

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

Holding (HOL) - tem como atribuição a participação em outras empresas;

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter- segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM						
31.12.2021									
ATIVO TOTAL	24.844.335	20.804.701	1.519.017	-	827.901	3.243.736	(1.451.159)	(250.996)	49.537.535
ATIVO CIRCULANTE	3.316.406	6.448.051	755.227	-	355.500	2.356.145	(652.886)	(1.388.571)	11.189.872
ATIVO NÃO CIRCULANTE	21.527.929	14.356.650	763.790	-	472.401	887.591	(798.273)	1.137.575	38.347.663
Realizável a Longo Prazo	6.639.545	7.664.328	757.873	-	362.649	694.197	(129.077)	(246.193)	15.743.322
Investimentos	2.887.272	540	-	-	-	154.322	-	-	3.042.134
Imobilizado	10.123.352	-	305	-	-	18.934	(651.458)	651.458	10.142.591
Intangível	1.799.391	6.596.184	4.038	-	96.145	5.230	(8.202)	722.774	9.215.560
Direito de uso de ativos	78.369	95.598	1.574	-	13.607	14.908	(9.536)	9.536	204.056

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter- segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM						
31.12.2020									
ATIVO TOTAL	20.945.910	20.407.088	1.053.099	1.565.593	749.434	4.733.847	(1.230.546)	(1.439.761)	46.784.664
ATIVO CIRCULANTE	3.137.219	6.198.414	390.695	666.654	245.028	2.543.995	(380.954)	(1.393.620)	11.407.431
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.808.691	14.208.674	662.404	898.939	504.406	2.189.852	(849.592)	(46.141)	35.377.233
Realizável a Longo Prazo	5.561.545	7.915.662	660.229	136.527	358.719	2.007.064	(110.834)	(438.633)	16.090.279
Investimentos	2.574.402	808	-	-	-	154.307	-	-	2.729.517
Imobilizado	9.420.859	-	224	734.172	-	24.500	(716.924)	32.629	9.495.460
Intangível	223.222	6.203.387	1.833	16.993	132.366	2.379	(10.587)	359.863	6.929.456
Direito de uso de ativos	28.663	88.817	118	11.247	13.321	1.602	(11.247)	-	132.521

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter- segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2021										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	6.185.468	1.541.080	14.836.392	4.536.414	243.611	783.277	40.478	(228.379)	(3.954.054)	23.984.287
Receita operacional líquida com terceiros	3.823.917	1.181.374	14.785.432	3.395.592	228.379	757.494	40.478	(228.379)	-	23.984.287
Receita operacional líquida entre segmentos	2.361.551	359.706	50.960	1.140.822	15.232	25.783	-	-	(3.954.054)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(3.312.461)	(457.137)	(13.669.382)	(4.478.439)	(222.883)	(654.643)	(246.871)	81.805	4.055.448	(18.904.563)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.279.857)	-	(7.277.499)	(4.450.586)	-	-	-	-	3.504.199	(9.503.743)
Encargos de uso da rede elétrica	(524.562)	-	(2.363.451)	-	-	-	-	-	-	(2.501.641)
Pessoal e administradores	(281.498)	(167.041)	(905.338)	(18.568)	(39.365)	(39.121)	(99.926)	-	-	(1.550.857)
Planos previdenciário e assistencial	(44.166)	(27.954)	(155.774)	(1.547)	(6.289)	(5.154)	(7.889)	-	-	(248.773)
Material	(9.863)	(4.161)	(51.722)	(17)	(965)	(3.590)	(471)	965	2	(69.822)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.878.815)	-	-	-	-	-	-	-	23.867	(1.854.948)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(506.065)	-	-	-	(506.065)
Serviços de terceiros	(203.823)	(30.699)	(450.752)	(2.925)	(38.690)	(13.850)	(26.147)	38.690	21.597	(706.599)
Depreciação e amortização	(616.267)	(11.431)	(406.632)	(234)	(77.901)	(41.178)	(3.515)	1.893	72.726	(1.082.539)
Provisão (reversão) para litígios	(25.238)	(9.151)	(89.662)	(295)	4.845	(15.510)	(50.215)	(4.845)	-	(190.071)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	150.697	(155)	-	-	5.156	(15.688)	-	(5.156)	-	134.854
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(1.975)	(3.498)	(182.197)	(511)	(8.612)	2.611	(28.662)	8.612	28.662	(1.895.570)
Custo de construção	-	(187.733)	(1.700.889)	-	-	(11.222)	-	-	-	(1.899.844)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	1.570.543	-	-	-	-	-	-	-	-	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(167.637)	(15.314)	(85.466)	(3.756)	(61.062)	(5.876)	(30.046)	41.646	18.023	(309.488)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	16.596	339.774	-	-	-	-	9.944	-	-	366.314
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	2.889.603	1.423.717	1.167.010	57.975	20.728	128.634	(196.449)	(146.574)	101.394	5.446.038
Receitas financeiras	128.461	19.542	457.697	14.151	19.183	19.422	313.617	(19.180)	(20.844)	932.049
Despesas financeiras	(506.541)	(160.961)	(391.228)	(211)	(44.928)	(9.605)	(211.708)	44.928	20.844	(1.259.410)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	2.511.523	1.282.298	1.233.479	71.915	(5.017)	138.451	(94.540)	(120.826)	101.394	5.118.677
Imposto de renda e contribuição social	(675.107)	(262.395)	(375.597)	(18.190)	(6.284)	(38.860)	93.879	47.648	(24.726)	(1.259.632)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.836.416	1.019.903	857.882	53.725	(11.301)	99.591	(661)	(73.178)	76.668	3.859.045
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	1.116.379	73.178	-	1.189.557
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	1.836.416	1.019.903	857.882	53.725	(11.301)	99.591	1.115.718	-	76.668	5.048.602

31.12.2020	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.030.979	1.186.215	12.363.459	2.420.657	386.634	535.206	-	(355.843)	(1.934.058)	18.633.249
Receita operacional líquida com terceiros	2.599.807	875.240	12.312.047	2.323.825	365.845	522.328	-	(355.843)	-	18.633.249
Receita operacional líquida entre segmentos	1.431.172	310.975	51.412	96.832	30.789	12.878	-	-	(1.934.058)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.348.409)	(536.968)	(10.674.981)	(2.262.053)	(363.673)	(452.495)	(107.059)	203.779	1.968.329	(14.573.530)
Energia elétrica comprada para revenda	(260.650)	-	(5.856.372)	(2.239.388)	-	-	-	-	1.526.880	(6.829.530)
Encargos de uso da rede elétrica	(489.921)	-	(1.370.814)	-	-	-	-	-	335.168	(1.525.567)
Pessoal e administradores	(277.905)	(168.828)	(994.037)	(15.007)	(82.817)	(35.998)	(27.303)	-	-	(1.601.895)
Planos previdenciário e assistencial	(38.196)	(23.972)	(146.422)	(1.493)	(11.207)	(4.663)	(2.681)	-	-	(228.634)
Material	(9.695)	(3.466)	(58.196)	(28)	(1.364)	(580)	(715)	1.364	-	(72.680)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(415.405)	-	-	-	-	-	-	-	10.909	(404.496)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(354.701)	-	-	-	(354.701)
Serviços de terceiros	(118.562)	(24.863)	(405.854)	(1.493)	(66.426)	(11.633)	(32.025)	66.426	36.389	(558.041)
Depreciação e amortização	(583.958)	(11.812)	(374.851)	(75)	(147.190)	(31.452)	(2.345)	107.497	34.273	(1.009.913)
Provisão (reversão) para litígios	(53.216)	(24.529)	(55.118)	(62)	336	(85)	(17.259)	(336)	-	(150.269)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	48.111	-	-	-	54.945	-	-	-	(54.945)	48.111
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(5.930)	(4.149)	(123.980)	(839)	(18.088)	(238)	-	18.088	-	(135.136)
Custo de construção	-	(255.578)	(1.154.488)	-	-	(7.438)	-	-	-	(1.417.504)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(143.082)	(19.771)	(134.849)	(3.668)	(91.862)	(5.707)	(24.731)	65.685	24.710	(333.275)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	9.629	176.848	-	(93)	-	-	7.163	-	-	193.547
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO										
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.692.199	826.095	1.688.478	158.511	22.961	82.711	(99.896)	(152.064)	34.271	4.253.266
Receitas financeiras	121.129	21.977	1.334.983	11.469	24.968	13.599	340.404	(24.939)	(3.922)	1.839.668
Despesas financeiras	(408.795)	(97.417)	(291.002)	(96)	(58.317)	(14.363)	(165.647)	58.317	3.923	(973.397)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.404.533	750.655	2.732.459	169.884	(10.388)	81.947	74.861	(118.686)	34.272	5.119.537
Imposto de renda e contribuição social	(337.564)	(149.962)	(878.278)	(57.947)	2.357	(22.967)	125.293	43.108	(9.405)	(1.285.365)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.066.969	600.693	1.854.181	111.937	(8.031)	58.980	200.154	(75.578)	24.867	3.834.172
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	75.578	-	75.578
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	1.066.969	600.693	1.854.181	111.937	(8.031)	58.980	200.154	-	24.867	3.909.750

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2021	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	1.604.400	-	-	14.269	-	1.618.669
Imobilizado	497.773	-	126	59.292	-	2.012	559.203
Intangível	5.607	-	2.300	179	-	2.289	10.375
Direito de uso de ativos	37.987	40.469	1.536	11.406	3.243	3.624	98.265

31.12.2020	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	1.278.578	-	-	15.187	-	1.293.765
Imobilizado	236.914	-	203	127.381	-	1.800	366.298
Intangível	7.397	-	1.741	808	-	1.045	10.991
Direito de uso de ativos	19.231	72.421	135	10.135	623	1.026	103.571

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

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	3.472.845	3.472.845	3.222.768	3.222.768
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	14.571	14.571	751	751
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	346.487	346.487	299.779	299.779
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.433.734	1.433.734	1.149.934	1.149.934
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.4	3	102.220	102.220	81.202	81.202
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	12	3	2.907	2.907	23.308	23.308
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	855.775	855.775	689.531	689.531
Outros investimentos temporários (f)		1	14.072	14.072	14.910	14.910
Outros investimentos temporários (f)		2	5.913	5.913	7.475	7.475
			6.248.524	6.248.524	5.489.658	5.489.658
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			182	182	197	197
Caução STN (g)	22.1		142.764	115.643	133.521	113.477
Clientes (a)	7		4.515.426	4.515.426	3.819.680	3.819.680
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8		-	-	1.392.624	1.496.016
Ativos financeiros setoriais (a)	9		767.480	767.480	346.930	346.930
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3		730.851	828.673	671.204	763.070
			6.156.703	6.227.404	6.364.156	6.539.370
Total dos ativos financeiros			12.405.227	12.475.928	11.853.814	12.029.028
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (e)	29	3	545.468	545.468	343.406	343.406
			545.468	545.468	343.406	343.406
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		293.179	293.179	188.709	188.709
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2		421.694	361.080	459.303	377.375
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	13.2.1		3.326.795	3.326.795	3.927.823	3.927.823
Fornecedores (a)	21		2.710.984	2.710.984	2.436.452	2.436.452
Empréstimos e financiamentos (g)	22		3.738.269	3.313.645	3.214.249	2.956.696
Debêntures (j)	23		8.240.769	8.240.769	6.837.819	6.837.819
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27		903.959	1.009.867	731.864	811.329
			19.635.649	19.256.319	17.796.219	17.536.203
Total dos passivos financeiros			20.181.117	19.801.787	18.139.625	17.879.609

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 critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.

- e) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 destas demonstrações financeiras.
- f) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última emissão de debêntures da Copel, CDI + 1,38%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- h) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2026, que paga em torno de 3,87% a.a. mais IPCA.
- i) 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%).
- j) 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.
- k) 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.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

36.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e equivalentes de caixa (a)	3.472.845	3.222.768
Títulos e valores mobiliários (a)	361.058	300.530
Cauções e depósitos vinculados (a)	142.946	133.718
Clientes (b)	4.515.426	3.819.680
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	-	1.392.624
Ativos financeiros setoriais (d)	767.480	346.930
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.433.734	1.149.934
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	730.851	671.204
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	102.220	81.202
Outros investimentos temporários (h)	19.985	22.385
	11.546.545	11.140.975

- 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 Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c) A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- d) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos não recuperados por meio de tarifa.
- e) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto, que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- f) 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.
- g) 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.
- h) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

36.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

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

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2026, repetem-se os indicadores de 2025 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2021							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	37.039	97.025	729.794	2.047.981	2.234.468	5.146.307
Debêntures	NE nº 23	65.956	56.696	2.727.331	6.362.806	2.029.487	11.242.276
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	8.948	17.904	82.977	500.875	2.431.666	3.042.370
Fornecedores	-	2.355.760	236.941	51.322	66.961	-	2.710.984
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	-	-	-	3.363.440	-	3.363.440
Pert	Selic	4.375	8.829	41.411	258.120	232.257	544.992
Passivos financeiros setoriais	Selic	11.736	23.760	112.857	182.395	-	330.748
Passivo de arrendamentos	NE nº 28	5.444	10.919	48.886	119.212	207.099	391.560
		2.489.258	452.074	3.794.578	12.901.790	7.134.977	26.772.677

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 22.5 e 23.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

36.2.3 Risco de mercado

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

a) Risco cambial - dólar norte-americano

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

A dívida em moeda estrangeira da Companhia não é significativa e não existe exposição a operações com derivativos de câmbio. A Companhia mantém monitoramento das taxas cambiais.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobras (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagas computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da depreciação cambial do dólar norte-americano sobre seus empréstimos e financiamentos expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) 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 considerou-se o saldo com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,50) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2022 do Relatório Focus do Bacen de 18.02.2022 com exceção aos valores relacionados ao STN que para o cenário provável consideraram-se os saldos efetivamente realizados, uma vez que a operação foi liquidada em 10.03.2022. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base 31.12.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	142.764	(14.967)	(a)	(a)
		142.764	(14.967)		
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(150.572)	13.425	(a)	(a)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(304.215)	4.388	(70.568)	(145.525)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(60.121)	867	(13.946)	(28.759)
		(514.908)	18.680	(84.514)	(174.284)

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

b) 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 nocionais 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 12.

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.

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.

c) 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%, IGP-DI - 8,09%, IGP-M – 8,12% 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.

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	361.058	41.522	31.159	20.760
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	182	21	15	11
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	767.480	94.016	70.512	47.008
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.164.585	120.351	90.263	60.175
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	102.220	-	-	-
		3.395.525	255.910	191.949	127.954
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(641.207)	(78.548)	(98.185)	(117.822)
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)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	-	-	-	-
Outros	Sem Risco	(35.856)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.627.350)	(689.350)	(861.688)	(1.034.026)
Debêntures	Alta IPCA	(2.513.179)	(139.733)	(174.666)	(209.599)
Debêntures	Alta TJLP	(100.240)	(6.561)	(8.202)	(9.842)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(293.179)	(35.914)	(44.893)	(53.872)
Pert	Alta Selic	(421.694)	(51.658)	(64.572)	(77.486)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(844.599)	(68.581)	(85.727)	(102.872)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(59.360)	(3.300)	(4.125)	(4.951)
		(13.447.298)	(1.296.444)	(1.620.557)	(1.944.669)

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

36.2.4 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 termoelétrico 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, com a autorização de um reduzido 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.

36.2.5 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 UHEs Mauá, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, bem como nos custos dos contratos por disponibilidade celebrados com usinas térmicas. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

36.2.6 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 1-b).

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1.676 MW), que terá sua concessão vencida em 2024, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de, 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.

36.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECI e FECI). O descumprimento das condições acarretará a extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Em 17.11.2020, a Aneel homologou a Resolução Normativa nº 896, a qual estabelece os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Critérios	Penalidades
Até 2020	Eficiência econômico-financeira e de qualidade	2 anos consecutivos ou ao final do período de 5 anos (2020)	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	2 anos consecutivos ou 3 vezes em 5 anos	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
A partir do 6º ano (2021)	Eficiência econômico-financeira	2 anos consecutivos	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	3 anos consecutivos	

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

Metas para a Copel Distribuição no ano de 2021

Considera-se descumprido o critério de eficiência em relação à gestão econômica-financeira quando houver a não conformidade da inadequação ou quando o LAJIDA for inferior à QRR. A apuração dos resultados ocorre ao final de cada ano civil, quando da divulgação dos resultados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias - DCR.

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites		Qualidade - realizado	
			DECI	FECI	DECI	FECI
2021	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	-	9,29	6,84	7,20	4,76
Dívida Líquida		Dívida Bruta deduzida dos Ativos Financeiros, à exceção de Ativos e Passivos Financeiros em discussão administrativa ou judicial. As contas que compõe a Dívida Bruta e Ativos Financeiros estão definidas no anexo da REN nº 896/20.				
QRR		Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Este valor será o definido na última Revisão Tarifária Periódica – RTP, atualizada pela variação da Parcela B Regulatória e calculada de forma pró rata.				
LAJIDA ou EBITDA Recorrente:		Recorrente: refere-se ao Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização.				

Metas para a Copel Distribuição de 2016 a 2020

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
			DECI ^(b)	FECi ^(b)	DECI	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 ^(c)	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^(d)	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ ^(d)	822.386	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ ^(e)	1.624.821	9,83	7,24	7,81	5,55

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

(b) DECI - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

(c) Lajida regulatório ajustado por eventos não recorrentes (PDV, benefício pós emprego, provisões e reversões) conforme subcláusula sexta, anexo III, do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

(d) QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido do IGPM entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

(e) Selic: limitada a 12,87% a.a.

36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Em caso de extinção da concessão por término do prazo contratual, a Compagas terá direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão, pelo seu valor de reposição depreciado, conforme previsão contratual.

36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

A diferença entre os custos remunerados pela tarifa e os efetivamente realizados com a compra de energia são integralmente repassados aos consumidores cativos, desde que a distribuidora apresente nível de contratação entre 100% e 105% do seu mercado. Entretanto, caso as distribuidoras apurem níveis de contratação inferiores ou superiores aos limites regulatórios, estas ainda poderão manter a garantia de neutralidade caso se identifique que tal violação decorre de acontecimentos extraordinários e imprevisíveis, os quais não permitem gerenciamento por parte do comprador.

Nos últimos anos o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, na medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física, a migração massiva de consumidores para o mercado livre e mais recentemente, a partir de 2020, os efeitos no mercado das medidas governamentais de isolamento social implementadas no combate a pandemia do coronavírus Sars-CoV-2 (Covid-19), que acarretou significativa retração no mercado das concessionárias de distribuição, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Em relação à 2021, as apurações envolvendo os cenários mais recentes de oferta e demanda apontam a ocorrência de sobrecontratação em relação à parcela contratada acima dos limites regulatórios no ano civil. Contudo, a distribuidora permanecerá exercendo uma contínua vigilância em relação aos seus níveis de contratação e ocorrências de eventos involuntários alheios à sua gestão, como a migração de consumidores ao mercado livre e redução da carga.

36.2.10 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.

36.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. O saldo consolidado registrado no passivo referente a não *performance* está demonstrado na NE nº 29.

36.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

Baseado nos valores nocionais de R\$ 7.530.281 para contratos de compra e de R\$ 7.881.880 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto na data destas demonstrações financeiras, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia, que representam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-Bs divulgadas pela Anbima, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais referentes à estas transações na data destas demonstrações financeiras estão apresentadas a seguir.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	112.057	(106.889)	5.168
Não circulante	743.718	(438.579)	305.139
	855.775	(545.468)	310.307

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 31.12.2021. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram elevação ou queda de 25% e 50%, aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2021	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	310.307	299.404	347.905	396.407
	Queda	310.307	299.404	250.900	202.398

36.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que impõe limites para as operações possíveis com cada contraparte, após análise de sua capacidade financeira, maturidade e histórico.

Adicionalmente, mesmo que nossa política seja mais restritiva, e as contrapartes apresentem boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o *default* de um agente acabe afetando outras comercializadoras, num "efeito dominó", até chegar a contrapartes da Companhia.

36.3 Gerenciamento de capital

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

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado ajustado dos últimos doze meses. O limite corporativo estabelecido nas escrituras de dívida prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício.

Em 31.12.2021, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Empréstimos e financiamentos	3.678.444	3.188.531
Debêntures	8.147.617	6.757.481
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.472.845)	(3.222.768)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(16.121)	(1.465)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante) - garantias de contratos de dívidas	(237.183)	(175.901)
(-) Caução STN	(142.764)	(133.521)
Dívida líquida ajustada	7.957.148	6.412.357
Lucro líquido de operações em continuidade	3.859.045	3.834.172
Equivalência patrimonial	(366.314)	(193.547)
IRPJ e CSLL diferidos	790.406	24.896
Provisão para IRPJ e CSLL	469.226	1.260.469
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	327.361	(866.271)
Depreciação e Amortização	1.082.539	1.009.913
Ebitda operação descontinuada	1.872.381	259.560
Ebitda ajustado	8.034.644	5.329.192
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	0,99	1,20

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Empréstimos e financiamentos	791.779	780.514	3.738.269	3.168.710
Debêntures	502.400	803.576	8.240.769	8.540.366
(-) Caixa e equivalentes de caixa	626.052	42.700	3.472.845	3.222.768
(-) Títulos e valores mobiliários	91	90	361.058	300.530
Dívida líquida	668.036	1.541.300	8.145.135	8.185.778
Patrimônio líquido	21.837.024	19.959.111	22.175.235	20.250.518
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,03	0,08	0,37	0,40

37 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
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos			916.379	749.338	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	-	1.392.624	-	-	253.990	341.964	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	5.590	6.682	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	10.378	8.168	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (a)	-	1.057	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	19	87	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	-	13.686	-	-	19.201	43.248	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c) (d)	-	2	938	855	18	48	(10.759)	(8.573)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)			733.939	568.315	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.216.516	2.314.166	-	-	(174.210)	(151.850)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	-	5.890	-	-	(312)	(1.681)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	231.071	239.249	-	-	(32.249)	(25.891)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)								
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	223	436	582	2.164	4.956	(8.256)	(6.598)
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso - dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (c) (h) (i) (j)	279	261	1.144	1.401	3.275	3.114	(17.439)	(16.267)
Dividendos	2.150	4.443	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	183	160	-	-	(2.294)	(2.029)
Dividendos	2.274	3.806	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	1.065	959	-	-	(13.442)	(11.259)
Dividendos	10.091	34.460	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	489	436	-	-	(6.185)	(5.348)
Dividendos	27.198	16.281	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	726	649	-	-	(9.170)	(8.141)
Dividendos	4.973	-	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	596	468	-	-	(6.569)	(5.912)
Dividendos	6.718	6.547	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	1.473	4.034	1.245	990	18.795	17.636	(12.390)	(7.636)
Dividendos	13.614	-	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (l)	15	13	2.745	1.436	164	162	(16.239)	(17.078)
Dividendos	86	97	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	518	216	-	-	3.010	2.675	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(22.204)	(21.935)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.422)	(1.116)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	-	40	-	-	173	315	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	84.367	1.836	-	-	(6.996)	(1.285)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	1.295.174	1.493.614	-	-	-	-
Lactec (c) (n)	5	5	2.385	2.747	619	771	(4.002)	(2.702)
Tecpar (c) (o)	-	11	-	-	2.056	862	-	-
Celepar (c) (p)	-	4	-	2	23	51	(9)	(50)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, estabelece o pagamento do consumo de energia elétrica para beneficiar famílias de baixa renda, residentes no Estado do Paraná, cujos imóveis - unidades consumidoras - sejam utilizados exclusivamente para fins residenciais, seja em área urbana ou rural, e preenchem os requisitos estabelecidos nos artigos 3.º e 4.º desta lei.

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária, no total de R\$ 158.849. Para esses encargos, incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, foi

ajuizada, em 05.11.2018, ação monitória em face do Estado do Paraná, responsável pelo pagamento das faturas nos termos da Lei Estadual nº 14.087/2003. Ressaltamos que apesar das tratativas mantidas pela Administração, buscando o equacionamento desta dívida, ainda persistem incertezas quanto à realização deste ativo e, portanto, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita. O Estado do Paraná opôs Embargos de Declaração em novembro de 2021. Aguarda-se intimação de vista do processo à Copel e após, decisão do recurso pelo juiz prolator da sentença. A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

O Programa Tarifa Rural Noturna, regulamentado pelo Decreto nº 1.288/2019, prevê o pagamento à Copel DIS, pelo Governo Estadual, do valor correspondente a 60% da tarifa de energia elétrica ativa e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no decreto.

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto n.º 2845/2011, é um convênio entre o Governo do Estado, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. A principal atribuição da Copel neste convênio é a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f)** 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.
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.

- h)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 10.05.2026. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- i)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques eólicos.
- j)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria, encerrado em novembro de 2020, e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- l)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste e Marumbi, 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.
- m)** 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.
- n)** 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, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- o)** Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e o Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil).
- p)** Contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado).

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

As subsidiárias diretas e indiretas da Copel têm contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmados entre si, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Tanto os saldos das transações existentes quanto os saldos dos compromissos são eliminados nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, a Copel GeT possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca, no montante de R\$ 63.899, e a Copel COM possui compromissos de venda de energia firmados com órgãos e/ou entidades vinculadas ao Governo do Estado do Paraná, no total de R\$ 31.309.

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.

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 22 e 23.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, no total de R\$ 4.339 (R\$ 4.307 em 31.12.2020) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 192.707 (R\$ 112.069 em 31.12.2020).

Os avais e garantias concedidos pela Copel e pela Copel GeT 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.

38 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	132.307.398	132.879.053
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
Obras de telecomunicações	-	132.430
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.374.177	978.189
Obrigações de compra de gás	1.841.767	655.422

39 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	30.05.2022	2.250.207
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2023	2.196.012
Riscos Nomeados	24.08.2022	2.089.718
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.12.2022	1.892.320
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	22.01.2023	1.594.472
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2022	878.937
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2022	743.616
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2023	728.426
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2022	699.136
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2022	510.557

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2021, de R\$ 5,5805.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, riscos diversos, seguro de vida, seguro aeronáutico e seguro de veículos. 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.

40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

40.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de adições de ativos de contrato (apresentado nas NEs nº 11.1 e 11.2) e de aquisições de imobilizado (demonstrado na NE nº 18.2), R\$ 240.718 (R\$ 104.834 em 31.12.2020) e R\$ 19.855 (R\$ 21.773 em 31.12.2020), respectivamente, correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 28.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 111.880 (R\$ 104.977 em 31.12.2020), sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

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

41 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas

Em 15.07.2020, por meio do Fato Relevante 07/2020, a Copel comunicou a aprovação do desinvestimento de 100% da participação na Copel Telecomunicações pelo Conselho de Administração. Nesta ocasião

também foi aprovado o início da etapa externa que englobou: (i) a abertura de um Virtual Data-Room (“VDR”) com informações detalhadas do desinvestimento; (ii) o envio do processo completo para análise pelo Tribunal de Contas do Estado do Paraná - TCE-PR; e (iii) o agendamento e realização de uma audiência pública virtual sobre o desinvestimento, a ser operacionalizada em conjunto com a B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão.

Em 16.09.2020, o Fato Relevante 10/2020 comunicou que o Conselho de Administração da Companhia autorizou a publicação do Edital do Leilão de Desinvestimento da Copel Telecomunicações com o preço mínimo do desinvestimento de R\$ 1.401.090 para o *Equity Value*. Nesta data a Administração entendeu que foram atendidos os critérios determinados pelo Pronunciamento Técnico CPC 31/ IFRS 5 para classificar o ativo como mantido para venda e para a divulgação de uma operação como descontinuada.

Em 09.11.2020, ocorreu a sessão pública de Leilão relativa à alienação de 100% das ações de emissão da Copel Telecomunicações de titularidade da Companhia. O Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia foi declarado vencedor do certame, após apresentar a maior oferta, no valor de R\$ 2.395.000, representando um ágio de 70,94% em relação ao valor mínimo de arrematação.

Em 14.01.2021 foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Bordeaux Participações S.A., sociedade do grupo econômico do Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, vencedora do leilão.

Em 03.08.2021 houve a conclusão da operação de alienação conforme informado no fato relevante 13/21 após o cumprimento das condições definidas no Edital e no CCVA que contemplavam, dentre outras, as aprovações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e da Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel. Além disso, nessa data houve o recebimento do valor atualizado de R\$ 2.506.837 pelo desinvestimento de 100% nas ações da Copel Telecomunicações, o registro da transferência das ações, assinatura do termo de fechamento do negócio e renúncia dos atuais administradores. Portanto, em 03.08.2021 a Copel deixou de controlar a Copel Telecomunicações, transferindo ao adquirente seus ativos e passivos e a direção de seus negócios.

As receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentados em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado.

Ressalta-se, ainda, que a partir de 1º.10.2020 foram cessadas a depreciação e amortização dos ativos que foram vendidos, após a sua reclassificação para o ativo circulante, na linha de Ativos classificados como mantidos para venda, em atendimento ao que determina o item 25 do CPC 31 / IFRS 5.

O detalhamento destes valores bem como o lucro decorrente dessa operação está apresentado nos quadros a seguir:

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Receita operacional líquida	-	-	228.379	355.843
Custos Operacionais	-	-	(19.266)	(100.684)
Lucro operacional bruto	-	-	209.113	255.159
Despesas com vendas	-	-	(16.745)	(31.244)
Despesas gerais e administrativas	-	-	(16.213)	(21.333)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	(29.581)	(50.518)
Resultado da equivalência patrimonial	68.997	80.221	-	-
	68.997	80.221	(62.539)	(103.095)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	68.997	80.221	146.574	152.064
Resultado Financeiro	-	-	(25.748)	(33.378)
Lucro (prejuízo) operacional	68.997	80.221	120.826	118.686
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(47.648)	(43.108)
Lucro líquido do período da Copel Telecomunicações	68.997	80.221	73.178	75.578
Ganho na operação de venda de participação	1.723.913	-	1.723.913	-
Imposto de renda sobre ganho na operação de venda	(446.716)	-	(446.716)	-
Imposto de renda diferido sobre ganho na operação de venda	(160.818)	-	(160.818)	-
Lucro líquido do período da operação descontinuada	1.185.376	80.221	1.189.557	75.578

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Lucro líquido do período	1.185.376	80.221	1.189.557	75.578
Ajustes ao lucro	(1.185.376)	(80.221)	(803.687)	282.914
Variações de ativos e passivos	-	-	(19.255)	(16.958)
Impostos e encargos pagos	-	-	(18.044)	(73.050)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-	-	348.571	268.484
Aquisições de imobilizado e intangível	-	-	(62.485)	(73.573)
Recebimento Alienação Copel Telecom	2.506.837	-	2.506.837	-
Fluxo de caixa das atividades de investimento	2.506.837	-	2.444.352	(73.573)
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	-	-	(1.850)	(20.038)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	(1.850)	(20.038)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	2.506.837	-	2.791.073	174.873

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2021	31.12.2020
Valor Adicionado a Distribuir				
Receitas	-	-	318.607	555.051
(-) Insumos adquiridos de terceiros	-	-	(100.500)	(141.549)
(-) Depreciação e amortização	-	-	-	(141.768)
(+) Valor adicionado transferido	1.792.910	80.221	1.745.989	28.444
	1.792.910	80.221	1.964.096	300.178
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	-	-	-	-
Governo	-	-	119.806	188.340
Terceiros	-	-	45.949	58.879
Acionistas	1.792.910	80.221	1.798.341	52.959
	1.792.910	80.221	1.964.096	300.178

42 Eventos subsequentes

42.1 Conta de escassez hídrica

Em 13.01.2022, o Decreto nº 10.939 regulamentou a MP nº 1.078/2021 que dispôs sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica e dos diferimentos aplicados nos processos tarifários anteriores, autorizando-se a contratação de operação financeira para fazer frente a este cenário. Em 15.03.2022, a Aneel aprovou resolução que apresenta os critérios e os procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, na qual serão alocados os recursos para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais temporariamente assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição relacionados a: I – estimativa do saldo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias para a competência de abril de 2022; II – custos associados ao Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia III; – custo da importação de energia em decisão homologada pela CREG referente às competências de julho e agosto de 2021; IV – diferimentos de que trata o § 1º-I do art. 13 da Lei nº 10.438/2002 ; V – receita fixa referente às competências de maio a dezembro de 2022 do Procedimento Competitivo Simplificado - PCS de 2021. As distribuidoras deverão declarar seus montantes de recursos para à Aneel, em até 10 dias após a publicação da resolução, e a agência avaliará e homologará os valores e autorizará a CCEE a realizar os repasses.

Curitiba, 22 de março de 2022

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

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

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e Regulatório

Vicente Loiácono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance

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

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
Companhia Paranaense de Energia – COPEL

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 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 Companhia Paranaense de Energia - COPEL 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.

Reconhecimento de receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica

Conforme descrito nas notas explicativas 4.12 e nº 32 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia registra a receita não faturada calculada entre a data da última leitura e o encerramento do mês, por estimativa, com base na média do último faturamento. A Companhia fatura mensalmente seus consumidores com base na energia medida. A receita não faturada é estimada entre a data da última medição e o final do mês, tendo como base o faturamento do mês anterior, sendo assim reconhecida como receita no final do mês em que o serviço foi prestado. Ao final de cada mês, a quantidade de energia entregue aos consumidores desde a data da última leitura do medidor é estimada e a receita não faturada correspondente é determinada considerando o consumo diário estimado e as tarifas aplicáveis por classe de consumidor, refletindo tendências históricas e experiências significativas. As diferenças entre a receita não faturada estimada e real são reconhecidas no mês seguinte.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria devido aos julgamentos necessários à auditoria do reconhecimento de receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica, incluindo os métodos e premissas utilizados para estimar receitas não faturadas, bem como o uso de sistemas automatizados para processar e registrar receitas. A execução de procedimentos de auditoria na receita exigiu julgamento do auditor e amplo esforço de auditoria, incluindo o envolvimento de nossos especialistas em Tecnologia da Informação - TI.

Para responder este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo de medição de volumes de energia e preços, bem como controles sobre estimativas de receita não faturada; (b) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para a identificação dos sistemas relevantes utilizados para o processamento das transações de receita, teste dos controles gerais de tecnologia da informação referentes ao acesso, modificação e operação desses sistemas e testes de controles de interface de sistema e controles automatizados relacionados aos fluxos relevantes da receita, bem como os controles de estimativas para garantir a precisão e integridade de receita; (c) avaliação da adequação e consistência dos métodos e premissas utilizados pela Diretoria para desenvolver as estimativas de receita não faturada, teste da acuracidade matemática das estimativas elaboradas pela Diretoria para a receita não faturada e avaliação da capacidade da Diretoria de estimar a receita não faturada com precisão, comparando a receita real subsequente com as estimativas históricas da Diretoria para os grupos de receita relacionados; (d) a execução de teste que compreendeu desenvolver uma expectativa independente do montante das receitas e sua comparação com as receitas efetivamente reconhecidas; (e) teste de transações de receita, em base amostral, comparando os valores reconhecidos com os documentos suporte, testando a precisão matemática da receita reconhecida e verificando o seu recebimento subsequente; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Diretoria nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a captura, o processamento, o registro e as respectivas divulgações sobre o reconhecimento de receita da Companhia e de suas controladas são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisões para litígios e passivo contingente

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.11 e nº 30 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 estabelecidos 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, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da 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 concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Curitiba, 22 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 assessoria 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 de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para a discussão do Colegiado ao longo do ano,

¹ Ver NE nº 41, em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A.

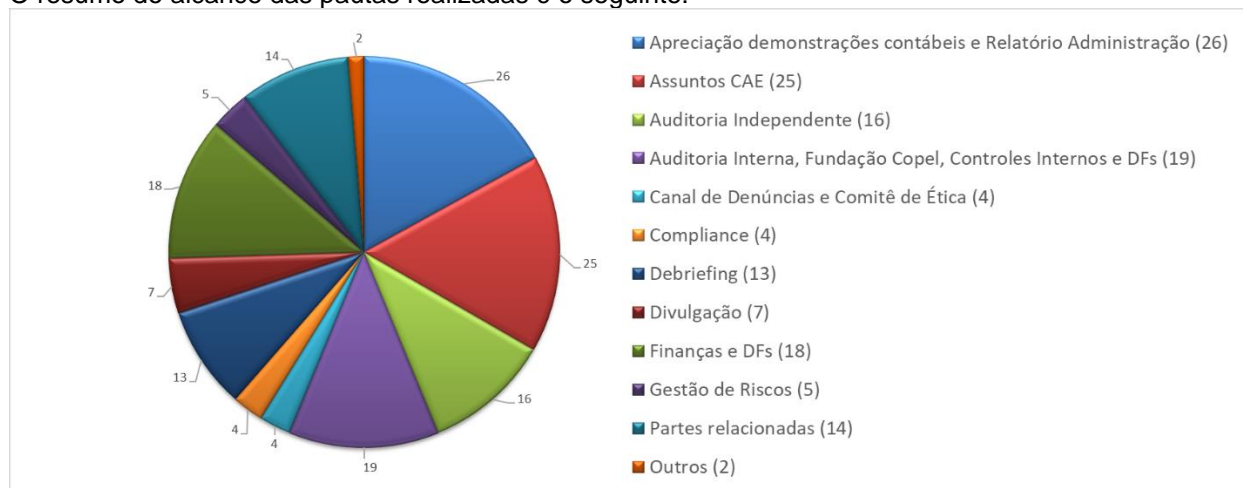
distribuídos em, no mínimo, 12 reuniões: apreciação de informações contábeis; auditoria externa; canal de comunicação confidencial; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros 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.

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.

² Ver NE nº 41, em 03.08.2021 foi concluído o desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A.

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 exclusiva 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 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2021 (CONSOLIDADO) E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA
PARA DESTINAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2021 E PARA
PAGAMENTO DE PARTICIPAÇÃO REFERENTE À INTEGRAÇÃO ENTRE O CAPITAL E O TRABALHO**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 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 da 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 Individuais e Consolidadas, emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais opinam que referidas Demonstrações estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionista.

Curitiba, 22 de março de 2022

DEMETRIUS NICHELE MACEI

Presidente

EDUARDO BADYR DONNI

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

OTAMIR CESAR MARTINS

RAPHAEL MANHÃES MARTINS

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM N° 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, aprovado 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
Distribuição	1.634.493
Empreendimentos Eólicos (b)	179.242
Outros (c)	25.281
TOTAL	2.067.103

(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).

(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia, Jandaíra Energias Renováveis e Complexo Eólico Vilas

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

Investimentos em estudo p/Futura Expansão	498.769
--	----------------

FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros	619.667
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	619.667
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	1.946.205
TOTAL	2.565.872

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 158, Mossunguê, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 76.483.817/0001-20, 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, do exercício findo em 31.12.2021; e
- (II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel, relativas ao exercício social findo em 31.12.2021.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 22 de março de 2022

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

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

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e Regulatório

Vicente Loiácono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance



Estas demonstrações financeiras
estão publicadas no site da Copel.
Utilize a câmera do seu smartphone
para ler o código ao lado.

