

UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, DC 20549

FORM 20-F

RELATÓRIO ANUAL EM CONFORMIDADE COM A SEÇÃO 13 OU 15(d)
DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021

Número de arquivamento na Comissão: 001-14668

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL

(Nome Exato do Solicitante de Registro de acordo com o Especificado em Seu Estatuto)

Energy Company of Paraná

(Tradução em Inglês do Nome do Solicitante de Registro)

República Federativa do Brasil

(Jurisdição da Constituição ou Organização)

Rua José Izidoro Biazetto, 158 – bloco A – 81200-240 Curitiba, Paraná, Brasil

((Endereço da Sede))

Daniel Pimentel Slaviero

+55 41 3331 4011 – ri@copel.com

Rua José Izidoro Biazetto, 158 – bloco A – CEP 81200-240, Curitiba, Paraná, Brazil

(Nome, telefone, e-mail e/ou número de fax e endereço da pessoa de contato da companhia)

Títulos mobiliários registrados ou a serem registrados conforme a Seção 12(b) do Act:

Título de Cada Classe	Código de Negociação	Nome das Bolsas de Valores em que estão registrados
Ações Ordinárias, sem valor nominal	N/D	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
Ações Preferenciais Classe B, sem valor nominal	N/D	Bolsa de Valores de Nova Iorque*
<i>American Depositary Shares</i> (representadas por <i>American Depositary Receipts</i>), cada uma representando uma Unit composta por uma Ação Ordinária e quatro Ações Preferenciais Classe B da Companhia Paranaense de Energia – COPEL	ELP	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não para negociação, mas somente com relação ao registro de *American Depositary Shares* na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Títulos registrados ou a serem registrados conforme a Seção 12(g) do Act: Nenhum

Títulos para os quais há uma obrigação de comunicação de acordo com a Seção 15(d) do Act: Nenhum

Indique o número de ações em circulação de cada uma das classes de capital ou ações ordinárias do Emitente em 31 de dezembro de 2021:

1.054.090.460 Ações Ordinárias, sem valor nominal
3.128.000 Ações Preferenciais Classe A, sem valor nominal
1.679.335.290 Ações Preferenciais Classe B, sem valor nominal

Indique se o interessado é um emiteente experiente e conhecido, conforme definido na Norma 405 do *Securities Act*.

Sim Não

Se este relatório é um relatório anual ou de transição, indique se o interessado não é obrigado a arquivar relatórios conforme a Seção 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934.

Sim Não

Indique se o interessado (1) protocolou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934 durante os 12 meses precedentes (ou por períodos menores em que o interessado era obrigado a protocolar tais relatórios) e (2) esteve sujeito a tais requisitos de protocolamento durante os últimos 90 dias.

Sim Não

Indique se o interessado protocolou eletronicamente e publicou em seu sítio eletrônico, se houver, todos os Arquivos Interativos de Dados de protocolo e publicação obrigatórios conforme a Norma 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses precedentes (ou por períodos menores em que o interessado era obrigado a protocolar tais arquivos).

N/A

Indique se o interessado é um *large accelerated filer*, um *accelerated filer*, um *non-accelerated filer*, ou um *emerging growth company*. Ver definições de “*large accelerated filer*,” “*accelerated filer*,” e “*emerging growth company*” na Norma 12b-2 do *Securities Exchange Act* de 1934. (Marque uma opção):

Large accelerated filer *Accelerated filer*

Non-accelerated filer *Emerging growth company*

Se é uma *emerging growth company* que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com os U.S. GAAP, indique, se o registrante tiver optado por não usar o período de transição estendido para cumprir com quaisquer normas contábeis financeiras novas ou revisadas de acordo com a Seção 13 (a) da Exchange Act.

O termo “norma contábeis financeiras novas ou revisadas” refere-se a qualquer atualização emitida pelo Conselho de Normas de Contabilidade Financeira em sua Codificação de Normas de Contabilidade após 5 de abril de 2012.

Indique com uma marca de seleção se o registrante apresentou um relatório e atestou a avaliação de sua administração sobre a eficácia de seu controle interno sobre relatórios financeiros de acordo com a Seção 404 (b) da Lei Sarbanes-Oxley (§ 15 USC 7262 (b)) pela empresa de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria.

Indique qual base de contabilidade o interessado usou para preparar as demonstrações financeiras contidas neste arquivamento:

U.S. GAAP

IFRS

Outra

Se a opção “outra” foi marcada em resposta à questão anterior, indique qual item de demonstrações financeiras o interessado decidiu observar.

N/A

Se este é um relatório anual, indique se o interessado é uma *shell company* (conforme definido na Norma 12b-2 do *Securities Exchange Act* de 1934).

Sim Não

Sumário

Apresentação de Informações Financeiras e Outras Informações	3
Afirmações Sobre o Futuro	4
Item 1. Identidade dos Conselheiros, da Alta Direção e dos Consultores	4
Item 2. Estatísticas de Oferta e Cronograma Esperado	4
Item 3. Informações Principais.....	5
Fatores de Risco	5
Item 4. Informações sobre a Companhia	20
A Companhia	20
Negócios.....	24
Concessões	47
Concorrência.....	55
Meio Ambiente	56
Ativo Imobilizado	57
O Processo de Desapropriação.....	58
O Setor Elétrico Brasileiro	59
Desenvolvimentos Recentes	81
Item 4A. Comentários da Equipe em Aberto	82
Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras.....	83
Visão Geral	83
Análise das Vendas de Energia elétrica e do Custo da Energia elétrica Adquirida	87
Resultados das Operações dos Exercícios Encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019	89
Liquidez e Recursos de Capital.....	96
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados.....	102
Conselho de Administração.....	102
Diretoria	106
Conselho Fiscal.....	108
Comitê de Auditoria.....	109
Comitê de Indicação e Avaliação	110
Comitê de Investimento e Inovação.....	111
Remuneração dos Conselheiros, Diretores, Membros do Conselho Fiscal e Membros do Comitê de Auditoria.....	114
Empregados.....	115
Participação Acionária.....	117
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas.....	118
Acionista Majoritário	118
Transações com Partes Relacionadas	121
Item 8. Informações Financeiras.....	122
Ações Judiciais	123
Pagamento de Dividendos	124
Item 9. Oferta e Listagem	128
Item 10. Informações Adicionais.....	129
Estatuto Social	129
Contratos Relevantes.....	135
Controles de Câmbio.....	136

Tributação	138
Documentos à Disposição	145
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos do Mercado.....	145
Item 12. Descrição dos Títulos Mobiliários que não Ações	145
Item 12A. Títulos de Dívida.....	145
Item 12B. Garantias e Direitos	145
Item 12C. Outros Títulos	145
Item 12D. American Depositary Shares	145
Item 13. Inadimplementos, Atrasos de Dividendos e Infrações	146
Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos dos Titulares de Títulos e Uso dos Produtos de Venda	146
Item 15. Controles e Procedimentos.....	147
Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria	150
Item 16B. Código de Ética	150
Item 16C. Honorários e Serviços do Auditor Principal \f C \l 1	150
Item 16D. Dispensa dos Padrões de Listagem para Comitês de Auditoria	151
Item 16E. Compras de Ações pelo Emitente e por Compradores Coligados	152
Item 16F. Mudanças no Contador Certificador da Companhia	152
Item 16G. Governança Corporativa	153
Item 17. Demonstrações Financeiras	156
Item 18. Demonstrações Financeiras	156
Item 19. Anexos	157
Glossário de Termos Técnicos e Outros Termos	158
Assinaturas.....	164

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS INFORMAÇÕES

Neste Relatório Anual, referimo-nos à Companhia Paranaense de Energia – Copel e, a menos que de outro modo exigido pelo contexto, a suas subsidiárias consolidadas, como “Copel”, a “Companhia”, “nós” ou “nos”.

As referências a (i) “*real*”, “*reais*” ou “R\$” dizem respeito a reais brasileiros (plural) e ao real brasileiro (singular), e a (ii) “dólares americanos”, “dólares” ou “US\$” dizem respeito aos dólares dos Estados Unidos. Mantemos nossos livros e registros em reais. Alguns números incluídos neste relatório anual foram submetidos a ajustes de arredondamento.

As demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da Copel em 31 de dezembro de 2021 e 2020, e para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 estão incluídas neste Relatório Anual. Preparamos nossas demonstrações financeiras consolidadas incluídas neste Relatório Anual de acordo com os Padrões Internacionais de Divulgação Financeira (*International Financial Reporting Standards*), ou IFRS, publicados pelo Conselho Internacional de Padrões de Contabilidade (*International Accounting Standards Board*), ou IASB.

As referências neste relatório anual às “Ações Ordinárias”, “Ações Classe A” e “Ações Classe B” referem-se às nossas ações ordinárias, ações preferenciais classe A e ações preferenciais classe B, respectivamente. As referências a “Units” referem-se às nossas Units, cada uma composta por 1 Ação Ordinária e 4 Ações Classe B. Referências a “*American Depositary Shares*” ou “ADSs” referem-se a American Depositary Shares, cada uma representando uma Unit. As Units estão listadas na “B3” (Bolsa de Valores de São Paulo ou B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão) e “Latibex” (Mercado de Valores Latinoamericanos em Euros). Units ADSs são cotadas na “NYSE” (Bolsa de Valores de Nova York).

Alguns termos são definidos na primeira vez em que são usados neste Relatório Anual. Como usados no presente documento, “GW” e “GWh” significam, respectivamente, gigawatt e gigawatts-horas; “kW” e “kWh” significam, respectivamente, quilowatt e quilowatts-horas, “MW” e “MWh” significam, respectivamente, megawatt e megawatts-horas, e “kV” significa quilovolt. Esses e outros termos técnicos estão definidos no glossário técnico que começa na página 158.

AFIRMAÇÕES SOBRE O FUTURO

Este Relatório Anual contém afirmações sobre o futuro. Também podemos fazer afirmações escritas ou orais sobre o futuro em nosso relatório anual aos acionistas, em nossas circulares e nossos prospectos de oferta, em *press releases* e em outros materiais escritos e em afirmações orais feitas por nossos conselheiros, diretores ou empregados. Essas afirmações não são fatos históricos e são baseadas na percepção e nas estimativas atuais da administração sobre circunstâncias econômicas futuras, condições setoriais, desempenho e resultados financeiros. As palavras “espera”, “acredita”, “estima”, “projeta”, “planeja” e expressões similares, no que dizem respeito à Companhia, servem para identificar afirmações sobre o futuro. Afirmações sobre declaração ou pagamento de dividendos, implementação das principais estratégias operacionais e financeiras e planos de investimento de capital, direção de operações futuras e fatores ou tendências que afetam a condição financeira, a liquidez ou os resultados operacionais são exemplos de afirmações sobre o futuro. As afirmações sobre o futuro são válidas somente na data em que são feitas, e não assumimos qualquer obrigação de atualizar publicamente quaisquer delas à luz de novas informações ou eventos futuros.

As afirmações sobre o futuro envolvem apenas a perspectiva atual da administração e estão sujeitas a vários riscos e incertezas a elas inerentes. Não há garantia de que eventos, tendências ou resultados esperados vão efetivamente ocorrer. Chamamos sua atenção para o fato de que uma série de importantes fatores pode fazer com que os resultados efetivos sejam diferentes, de modo relevante, dos contidos em qualquer afirmação sobre o futuro. Tais fatores incluem os seguintes, mas a eles não se limitam:

- condições políticas e econômicas no Brasil;
- condições econômicas no Estado do Paraná;
- condições técnicas e operacionais relativas ao fornecimento de serviços de energia;
- ações judiciais;
- nossa capacidade de obter financiamento;
- desenvolvimentos em outros países de mercados emergentes;
- mudanças ou dificuldades em adaptar-se a regulamentos governamentais;
- concorrência;
- escassez de energia elétrica;
- condições hidrológicas desfavoráveis;
- desenvolvimentos econômico e político internacionais
- Impactos da pandemia do coronavírus (COVID-19);
- o impacto do conflito em curso na Ucrânia e as sanções comerciais e monetárias que foram impostas em relação a esses eventos; e
- outros fatores discutidos abaixo em “Item 3. Informações Principais—Fatores de Risco”.

Todas as afirmações sobre o futuro envolvem expressamente, em sua totalidade, a ressalva objeto deste alerta, e você não deve confiar inadvertidamente em nenhuma afirmação sobre o futuro contida neste Relatório Anual.

Item 1. Identidade dos Conselheiros, da Alta Direção e dos Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas de Oferta e Cronograma Esperado

Não aplicável.

Item 3. Informações Principais

FATORES DE RISCO

Riscos Relacionados a Nossa Companhia e Nossas Operações

Somos controlados pelo Estado do Paraná, cujas políticas e prioridades afetam diretamente nossas operações e podem entrar em conflito com os interesses de nossos investidores.

Somos controlados pelo Estado do Paraná, que detém 69,7% de nossas ações ordinárias com direito a voto em circulação na data deste relatório anual, e cujo interesse pode diferir de outros acionistas. Como acionista majoritário, o Estado do Paraná tem o poder de controlar todas as nossas operações, incluindo o poder de eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração e de determinar o resultado das ações que requerem a aprovação dos acionistas ordinários, incluindo transações com partes relacionadas e reorganizações societárias. Reconhecemos que o Estado do Paraná pode usar sua condição de acionista controlador para promover suas políticas públicas ou objetivos sociais e não necessariamente para atender ao objetivo de melhorar nossos negócios e/ou resultados operacionais. Além disso, processos judiciais envolvendo o Estado do Paraná podem afetar sua posição como acionista controlador e, portanto, podem afetar nossa estrutura de capital. Não podemos garantir que nossas políticas e estruturas de governança corporativa em vigor para proteção dos acionistas minoritários serão suficientes para tratar de forma completa ou eficaz alguns ou todos os riscos relacionados.

Estamos envolvidos em diversas ações judiciais que podem ter efeito adverso relevante sobre nosso negócio se seu desfecho nos for desfavorável.

Somos réus em vários processos judiciais, principalmente relativos a ações civis, administrativas, trabalhistas e tributárias. Os desfechos desses processos são incertos e, se nos forem desfavoráveis, podem resultar em obrigações que podem afetar adversamente nossos resultados operacionais. Em 31 de dezembro de 2021, nossas provisões para perdas prováveis eram de R\$ 1.597,4 milhões. Para informações adicionais, ver “Item 8. Informações Financeiras – Ações Judiciais”.

Estamos sujeitos a limitações quanto ao montante e a utilização de financiamento do setor público, que poderia nos impedir de obter financiamento e implantar nosso plano de investimento.

Nosso orçamento atual prevê dispêndios de capital para expansão, modernização, pesquisa, infraestrutura e projetos ambientais de aproximadamente R\$ 2.067,1 milhões em 2022. Como uma empresa controlada pelo estado, estamos sujeitos à Resolução nº 4.589/2017 do Banco Central do Brasil, que define o limite de exposição e limite global anual de crédito a entidades do setor público a serem observados por instituições financeiras e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil. O limite global anual que pode ser contratado em operações de crédito, com e sem garantia da União, pelos órgãos e entidades do setor público junto às instituições financeiras e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil é definido pelo Conselho Monetário Nacional por meio de inclusão de anexo à Resolução nº. 4.589/2017, estabelecendo, até o encerramento de cada exercício social, o limite para o exercício seguinte. Os valores máximos definidos para o exercício de 2022 são de até R\$ 6,5 bilhões para as operações com garantia da União e de até R\$ 12,1 bilhões para as operações sem garantia da União. Embora esses limites tenham aumentado recentemente, podemos ter dificuldade em obter financiamento de instituições financeiras e outras instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, o que poderia criar dificuldades na implementação de nosso programa de investimentos. Além disso, alguns de nossos contratos de concessão têm disposições que limitam nosso nível permitido de endividamento, o que também pode afetar nossa capacidade de obter o financiamento necessário. Além disso, os requisitos e outros critérios adotados pelas instituições financeiras ao aprovar novas operações de financiamento podem estar relacionados a determinados cenários macroeconômicos brasileiros, bem como aos nossos indicadores financeiros, tais como nossos níveis de endividamento e outros indicadores geralmente considerados pelas instituições financeiras em seu risco de crédito. Não podemos garantir que esses requisitos e critérios serão atendidos. Como resultado desses regulamentos e disposições, nossa capacidade de incorrer em dívidas de certas fontes é limitada, o que poderia afetar negativamente a implementação de nosso programa de investimento.

Falhas em nossos controles de segurança cibernética ou divulgação não autorizada de informações, bem como o não cumprimento das leis existentes de privacidade e segurança de dados, podem afetar adversamente nossos negócios e reputação.

Coletamos, armazenamos, processamos e utilizamos várias informações confidenciais relacionadas aos nossos negócios e operações. Durante o nosso curso normal dos negócios, também recolhemos e armazenamos os dados pessoais dos nossos clientes nos nossos centros de dados localizados em nossas próprias instalações. Já sofremos ataques cibernéticos no passado, levando à indisponibilidade temporária de parte de nossos sistemas.

Apesar de nossos controles de segurança cibernética, tecnologia da informação e infraestrutura (solarwinds), podemos ficar vulneráveis a falhas causadas por falhas técnicas, negligência, acidente ou ataques cibernéticos. Essas falhas podem resultar na divulgação ou roubo de informações confidenciais, perda de integridade de dados, apropriação indébita de fundos ou interrupções em nossas operações comerciais.

Estamos sujeitos à Lei Federal Brasileira nº 13.709 / 2018 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, ou “LGPD”), que estabelece a estrutura legal a ser observada pelas empresas no processamento de dados pessoais. A LGPD entrou em vigor em setembro de 2020 e as penalidades administrativas aplicáveis ao descumprimento da LGPD entraram em vigor em agosto de 2021. Violações desta legislação e regulamentos relacionados, incluindo vazamento de dados pessoais, podem resultar em ações individuais ou coletivas contra nós, aplicação de multas, entre outras penalidades civis, administrativas e criminais, bem como danos à nossa reputação, que podem ter um efeito adverso sobre nós e nossos negócios, reputação e resultados operacionais.

A construção e a expansão de nossos projetos de transmissão e geração de energia envolvem riscos significativos que podem exercer um efeito adverso sobre a Companhia.

Nossas atividades relacionadas ao desenvolvimento de projetos de transmissão e geração dependem do consentimento de terceiros sobre os quais não temos controle. Além disso, o desenvolvimento do projeto está sujeito a riscos ambientais, de engenharia e construção que podem levar a custos excessivos, atrasos e outros impedimentos para conclusão em tempo hábil, dentro do orçamento de um projeto. Não podemos assegurar que (i) todas as licenças e aprovações exigidas para nossos projetos serão obtidas; (ii) que conseguiremos sócios do setor privado para qualquer de nossos projetos; e (iii) que nós ou qualquer de nossos sócios seremos capazes de obter financiamento adequado para nossos projetos ou que haverá financiamento disponível para nós fundamentado em garantia específica. Se não formos capazes de concluir um projeto ou se esse projeto estiver atrasado, isso pode diminuir nosso retorno financeiro esperado, o que pode resultar em perda do valor recuperável (impairment). Consequentemente, nossos custos podem aumentar ou podemos não atingir as receitas planejadas com relação a esses projetos de expansão, o que pode ter um efeito adverso sobre nossa condição financeira e resultados operacionais.

Dependemos em grande parte da economia do Estado do Paraná

Nosso mercado de distribuição energia elétrica está localizado no Estado do Paraná. Embora um mercado mais competitivo envolvendo possíveis vendas a clientes fora do Paraná possa se desenvolver no futuro, nosso negócio depende e espera-se que continue a depender em grande parte das condições econômicas do Paraná. Além disso, um aumento nos preços da energia elétrica, combinado com um fraco desempenho econômico do Estado do Paraná, poderia afetar a capacidade de alguns de nossos clientes de distribuição de pagar os valores devidos. Em 31 de dezembro de 2021, nossos recebíveis vencidos com Consumidores Finais eram de aproximadamente R\$ 711,0 milhões no total e nossa provisão para devedores duvidosos relacionada a esses recebíveis era de R\$ 155,3 milhões. Veja a Nota 7 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Ainda, no caso de uma recessão econômica combinada com altos preços de energia, o número de nossos clientes de distribuição que se conectam ilegalmente à nossa rede de distribuição pode aumentar, o que reduziria nossa receita de vendas de eletricidade aos consumidores finais. A energia que perdemos com essas conexões ilegais é considerada uma perda comercial (não técnica) e podemos incorrer em penalidades regulatórias se nossas perdas comerciais excederem certos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Se a ANEEL determinar que não fomos eficientes na fiscalização e controle das perdas não técnicas na rede de distribuição, a agência pode limitar a transferência de tais perdas aos consumidores finais.

Interrupções na operação ou deterioração da qualidade de nossos serviços podem ter um efeito adverso em nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

A operação dos complexos sistemas e das redes de geração, transmissão, e distribuição de energia envolve vários riscos, como problemas operacionais e interrupções inesperadas, causados por acidentes, quebras ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos ativos ou desastres (como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem, vandalismo e eventos similares). Além disso, as decisões operacionais das autoridades responsáveis pela rede de energia elétrica, questões ambientais, operações e outros assuntos que afetam a geração, transmissão ou distribuição de energia poderiam ter efeito adverso sobre o desempenho e a lucratividade das operações dos nossos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Se essas questões ocorressem, nosso seguro poderia ser insuficiente para cobrir integralmente o custo e os prejuízos em que poderíamos incorrer como resultado dos danos causados aos nossos ativos, ou devido a faltas de energia.

Além disso, as receitas que as nossas subsidiárias geram com a construção, operação e manutenção das suas instalações estão relacionadas à disponibilidade de equipamentos e ativos e à qualidade dos serviços (continuidade e serviço, de acordo com os níveis exigidos pela regulamentação). Segundo os respectivos contratos de concessão, nós e nossas subsidiárias estamos sujeitos a: (i) redução da receita da distribuidora como resultado da redução da alocação denominada “Parcela B” na fórmula de cálculo da receita; (ii) redução da Receita Anual Permitida, (ou RAP) para empresas de transmissão; (iii) efeitos do Fator de Disponibilidade, ou FID, e os níveis garantidos para as instalações de geração; e (iv) aplicação de multas e pagamentos dos valores de compensação, dependendo do escopo, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços e equipamentos. Sob a legislação brasileira, somos estritamente responsáveis por danos diretos e indiretos resultantes do suprimento inadequado de energia elétrica, como interrupções abruptas decorrentes dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição. Portanto, as faltas de energia ou interrupções nas nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, ou nas subestações e redes, podem causar um efeito material adverso sobre os nossos negócios, situação financeira e resultados das operações.

Estamos sujeitos a diversos riscos relacionados às questões socioambientais em nossos empreendimentos.

A construção e a operação dos nossos ativos podem alterar os ecossistemas, em especial a condição natural do recurso hídrico e da vegetação da bacia de inundação, no caso de usinas hidrelétricas. Os nossos empreendimentos podem ocasionar também impactos diretos e indiretos na comunidade localizados na área do empreendimento, como deslocamento de moradias impactadas pelas obras. Além disso, podem afetar a produção econômica de comunidades locais, ocasionar perda de identidade cultural ou aumentar a demanda sobre os serviços públicos. Nestes casos, podemos implementar programas específicos para minimização e mitigação destes impactos.

Falhas em barragens sob nossa responsabilidade podem causar sérios danos às comunidades afetadas, aos nossos resultados e à nossa reputação.

As barragens são infraestruturas importantes para os nossos negócios, pois são componentes fundamentais das nossas usinas hidrelétricas, represando e armazenando água, o que representa a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em qualquer barragem, existe um risco intrínseco de rupturas causadas por diferentes fatores internos ou externos. Portanto, estamos sujeitos ao risco de uma falha na barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que apenas a perda de capacidade de geração de energia hidrelétrica. Uma falha na barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades a jusante das barragens, o que pode ter um efeito adverso relevante na reputação, nos negócios, nos resultados operacionais e nas condições financeiras da Companhia.

Nossa governança, conformidade e controles internos podem falhar na prevenção de violações de padrões legais, regulatórios, éticos ou de governança.

Somos obrigados a cumprir uma ampla gama de leis e regulamentos, incluindo anticorrupção, combate à lavagem de dinheiro e leis e regulamentos relacionados. Embora tenhamos regras e controles internos, estamos sujeitos ao risco de que nossos conselheiros, diretores, gerentes, funcionários, contratados, ou qualquer pessoa que possa fazer negócios conosco, possam se envolver em atividades fraudulentas, corrupção ou suborno, que

podemos não identificar ou prevenir em tempo hábil. Além disso, temos um grande número de contratos com fornecedores com ampla distribuição e terceirização das cadeias produtivas e não somos capazes de controlar todas as possíveis irregularidades ou garantir que nossos processos de seleção sejam suficientes para evitar que nossos fornecedores tenham problemas relacionados ao cumprimento legislação aplicável, sustentabilidade ou terceirização da cadeia produtiva em condições inadequadas de segurança. Esses riscos são aumentados pelo fato de que nosso portfólio inclui empresas afiliadas, como sociedades de propósito específico, algumas das quais não detemos o controle acionário. Embora a Companhia disponha de um programa de integridade, com um processo robusto de apuração de denúncias e atualizações tempestivas, nossos sistemas podem não ser eficazes em todas as circunstâncias. Qualquer falha em nossa capacidade de impedir ou detectar descumprimento das regras de governança aplicáveis ou obrigações regulatórias poderá causar danos à nossa reputação ou outros efeitos adversos materiais em nossos resultados operacionais ou condição financeira.

As regras para negociação de energia elétrica e condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia elétrica.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no Mercado Livre, por meio de nossas empresas de geração e comercialização. A comercialização de energia é afetada por mudanças na metodologia de cálculo do preço da energia no curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD). O PLD é atualmente determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nessa apuração, podem ocorrer erros de entrada de dados ou erros no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada do PLD e possíveis reedições futuras do PLD. Dessa forma, existe o risco para o negócio comercial com relação à alteração desses modelos, erros de digitação e republicação do PLD, que podem gerar incertezas no mercado, redução da liquidez e perdas financeiras com variação inesperada de preços. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD é calculado oficialmente para cada submercado por hora, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), de acordo com o cronograma de implantação definido pela Portaria MME nº 301/2019.

Qualquer alteração nas regras de comercialização de energia relacionada ao aumento das restrições à entrada de novos consumidores no Mercado Livre pode afetar nosso negócio de comercialização de energia. Além disso, o excesso de oferta de energia no mercado, principalmente como resultado de novos projetos de energia e projetos de energia renovável incentivados, pode causar uma queda nos preços da energia e afetar negativamente nosso negócio de comercialização de energia.

Nosso negócio pode ser adversamente afetado pelo desempenho de nossos fornecedores ou contratados que não controlamos

Fornecedores, contratados e outros terceiros podem deixar de cumprir os contratos e obrigações existentes, o que pode impactar desfavoravelmente nossas operações e resultados financeiros. Além disso, por sermos uma companhia aberta de economia mista, temos a obrigação legal de abrir processo licitatório para aquisição de equipamentos, materiais e serviços, o que pode não garantir a melhor qualidade dos serviços, equipamentos e materiais.

Nosso negócio está sujeito a riscos relacionados à nossa cadeia de suprimentos que podem ser afetados de forma substancial e adversa por eventos econômicos, políticos, sociais e naturais, internos ou externos, como pandemias, atos de terrorismo, disputas de fronteira e conflitos armados, entre outros.

As operações de nossos centros de abastecimento e de nossos fornecedores e prestadores de serviços podem ser substancialmente e adversamente afetadas por fatores e eventos fora de nosso controle, como incêndios, desastres naturais, disseminação de doenças, pandemias, greves, falhas de sistema, ataques terroristas, desmatamento, e conflitos políticos ou armados, incluindo o conflito em curso entre a Rússia e a Ucrânia, sanções comerciais e outros eventos semelhantes, e os seus desenvolvimentos, como alta inflação, volatilidade nos mercados de commodities e mercados financeiros, mudanças no câmbio, falta de liquidez no mercado de capitais, entre outros. Nesse cenário, se os serviços impactados não puderem ser substituídos ou restabelecidos na região afetada, o fornecimento de eletricidade aos nossos clientes poderá ser impactado ou interrompido e nossos resultados poderão ser impactados negativamente.

Estamos sujeitos a fatores climáticos e a incertezas que podem afetar adversamente nossas operações e resultados.

Nossas operações de geração, transmissão e distribuição de energia estão sujeitas a fatores climáticos e incertezas relacionadas aos chamados eventos climáticos severos, principalmente ciclones, furacões, inundações, secas e incêndios. Esses eventos podem levar à indisponibilidade de nossos sistemas de fornecimento de energia elétrica, impactando em penalidades de órgãos reguladores, reclamações de consumidores, ações judiciais, custos com restauração de sistemas, além de afetar negativamente nossos resultados. Além disso, as operações de nossos parques eólicos estão sujeitas a fatores climáticos e a incertezas relacionadas à velocidade do vento. As autorizações que regem nossas atividades de geração de energia em parques eólicos estabelecem certas cláusulas de desempenho, que exigem que geremos quantidades mínimas de energia em bases anuais e quadrienais de acordo com as quantidades de energia vendidas nos leilões correspondentes. O não cumprimento de tais cláusulas pode afetar adversamente nossos resultados.

O não cumprimento das diretrizes ESG pode afetar adversamente nossas operações, resultados e reputação

Nossas práticas relacionadas a ESG estão evoluindo e podem incluir compromissos para cumprir padrões ou prazos de práticas sociais, de governança e sustentáveis aprimoradas, bem como incorporar a sustentabilidade em nossos negócios. O não cumprimento das diretrizes ou compromissos ESG corporativos pode nos causar perdas financeiras e operacionais e danos à reputação.

Nós podemos adquirir outras empresas no setor elétrico ou novas concessões de energia, como já fizemos no passado, o que poderia aumentar a nossa alavancagem financeira e afetar adversamente a nossa performance consolidada.

Prospectamos, constantemente, negócios relacionados ao nosso objeto social e alinhados ao nosso planejamento estratégico. Visando expandir nossos negócios, podemos vencer leilões para a construção e operação de novos empreendimentos de geração e de transmissão de energia, bem como realizar investimentos em empresas do setor, como já fizemos no passado. Essas aquisições podem aumentar a nossa alavancagem financeira ou reduzir o nosso lucro. Ainda, a integração dos novos negócios pode não apresentar a sinergia esperada em termos de ganhos de eficiência e economias de escala com as nossas operações, o que afetaria adversamente nossa performance operacional e financeira.

Disputas trabalhistas podem ocasionalmente interromper nossas operações.

Os nossos funcionários são representados por sindicatos. Divergências quanto às questões relativas a desinvestimentos, mudanças no direcionamento da estratégia de negócios, e reduções no quadro de profissionais, poderiam provocar manifestações trabalhistas. Greves, interrupções no trabalho ou outras formas de descontentamento trabalhista em qualquer um dos nossos principais fornecedores, contratadas ou em suas instalações poderiam prejudicar nossa capacidade de concluir projetos relevantes no prazo, impactando negativamente nossos resultados operacionais e afetar nossa capacidade de atingir objetivos estratégicos em longo prazo.

O Estado do Paraná é parte em uma ação judicial em que uma decisão desfavorável pode resultar na venda de suas ações de nossa companhia para terceiros. Uma mudança em nossa estrutura de capital pode expor nossos negócios a incertezas e riscos adicionais ou diferentes.

O Estado do Paraná é parte em ação judicial (Ação Judicial nº 0021271-74.2005.8.16.0000) movida pelo Itaú Unibanco S.A, que está atualmente sob análise do Supremo Tribunal Federal. O Itaú alega que tem o direito de fazer valer a caução sobre as ações de nossa companhia detidas pelo Estado do Paraná em razão da suposta inadimplência do Estado do Paraná em transação envolvendo a aquisição de um banco público (Banestado) ocorrida na década de 1990. Uma decisão favorável ao Itaú pode resultar na transferência total ou parcial das ações de nossa empresa de propriedade do Estado que foram dadas como garantia a terceiros ou ao Itaú. Nesse cenário, o Estado do Paraná poderá deixar de deter mais de 50% de nosso capital votante, possivelmente resultando em um novo acionista controlador ou grupo de acionistas privados atuando em conjunto para influenciar nossos negócios. Isso pode expor nossos negócios a incertezas significativas, o que pode afetar adversamente nossos resultados financeiros e operacionais.

Riscos Relacionados com o Setor Elétrico Brasileiro e Outros Setores que Nós Operamos

Não temos certeza quanto à renovação de algumas de nossas concessões de geração e transmissão.

Nos termos da Lei Federal nº 12.783/2013, ou da Lei de Renovação de Concessões de 2013, somente poderemos renovar nossas concessões em vigor a partir de 1995 (e, no caso de instalações de geração, contratos de concessão de geração celebrados antes de 2003) por período adicional de 30 anos (ou um período adicional de 20 anos no caso de usinas térmicas), se concordarmos em alterar os termos do contrato de concessão que está prestes a ser renovado para refletir novos termos e condições impostos pela Lei de Renovação de Concessão de 2013, que variam dependendo se a concessão é para geração, transmissão ou distribuição. Se não concordarmos em alterar o contrato de concessão para refletir essas novas condições, o contrato de concessão não poderá ser renovado e estará sujeito a um processo de licitação quando este expirar, o qual poderemos não vencer. Se não renovarmos nossas concessões de geração e transmissão ou se elas forem renovadas em condições menos favoráveis, nossa condição financeira e resultados operacionais poderão ser adversa e materialmente afetados. Para mais informações, veja “Item 4. Informações sobre a Companhia - Concessões”.

O contrato de concessão de nossa controlada Compagas está em discussão com o poder concedente

A Compagas celebrou contrato de concessão com o Estado do Paraná que, nos termos da Lei Complementar 227/2020, expira em 06 de julho de 2024. O objetivo desta concessão é prestar serviços de distribuição de gás canalizado e outras atividades correlatas a todos os segmentos do mercado consumidor, seja como matéria-prima, seja para fins de geração de energia ou outros usos possibilitados pelos avanços tecnológicos. O contrato de concessão de gás prevê que parte dos investimentos realizados pela Compagas seja recuperada através da cobrança de tarifas pagas pelos usuários finais do serviço público e o restante seja indenizado pelo poder concedente, o Estado do Paraná, ao término da concessão.

Em 23 de julho de 2021, o Estado do Paraná submeteu à consulta pública uma proposta de prorrogação da concessão da Compagas por trinta anos a partir de 6 de julho de 2024 e, em 2 de fevereiro de 2020, uma audiência pública foi aberta para colher subsídios. A proposta de prorrogação do contrato de concessão inclui a celebração de um novo contrato de concessão, que alteraria a estrutura tarifária da concessão de uma tarifa baseada no custo de produção para uma tarifa definida com base em um price cap. A metodologia de cálculo das tarifas sob o novo método será desenvolvida pela Agência Estadual Reguladora de Serviços Públicos - AGEPAR. No entanto, caso essa prorrogação da concessão não ocorra, mesmo que a Compagas tenha direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão, a situação financeira e os resultados das operações de nossa controlada poderão ser adversamente afetado. Para mais informações, consulte a Nota 2.1.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas atuais, que são voláteis. O impacto da falta de água e as medidas adotadas pelo governo no sentido de preservar energia podem exercer um efeito adverso sobre nossos negócios, nossa condição financeira e nosso resultado operacional.

Dependemos das condições hidrológicas existentes no Brasil e na região geográfica em que operamos. De acordo com dados da ANEEL, aproximadamente 62% da capacidade instalada brasileira atual é proveniente de usinas de geração hidrelétrica. As condições hidrológicas na nossa região, e no Brasil, de forma geral, estão frequentemente sujeitas a mudanças imprevisíveis devido a desvios não-cíclicos da precipitação média. Em ocasiões anteriores de pouca chuva, o governo brasileiro reagiu às más condições hidrológicas buscando reduzir o consumo de eletricidade pelos consumidores finais, por vários meios, de campanhas de conservação geral, para aumentar a conscientização pública, a programas de racionamento. O efeito das campanhas de conservação não é muito previsível, tornando difícil para nosso negócio de distribuição estimar com precisão o volume de energia que precisa comprar para venda aos consumidores finais. No caso de um programa de racionamento obrigatório, nosso negócio de distribuição seria adversamente afetado porque suas receitas são parcialmente baseadas no volume de eletricidade que fornece através de nossa rede de distribuição aos consumidores finais.

No que diz respeito ao nosso segmento de geração, visando compensar as fracas condições hidrológicas e manter níveis adequados de água nos reservatórios, a ONS poderá determinar a redução de geração por parte das usinas hidrelétricas, o que poderia ser parcialmente compensado pela maior geração por parte das usinas termelétricas. Esse mecanismo de substituir a produção hidrelétrica pela produção termelétrica talvez não forneça toda a energia que necessitamos para cumprir nossas obrigações segundo os atuais contratos

de fornecimento de energia. Para compensar esse déficit, nosso segmento de geração poderá ser obrigado a comprar energia no mercado de curto prazo, geralmente a preços mais elevados, e não seríamos capazes de repassar esses maiores custos. Esse mecanismo afeta todas as empresas de geração no Brasil, independente se a região geográfica na qual um gerador específico esteja localizado esteja vivenciando um baixo índice pluviométrico, o que poderia exercer um efeito material adverso sobre nosso segmento de geração. Para obter mais informações, consulte a Nota 14.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, em um cenário extremo, considerando a maior presença de geração termelétrica na matriz energética nacional, se houvesse escassez de gás natural, isso aumentaria a demanda geral por energia hidroelétrica no mercado, portanto, aumentaria o risco de instalação de um programa de racionamento.

Em relação ao nosso negócio de comercialização de energia, o efeito da volatilidade nas condições hidrológicas é o aumento da variação do preço da energia, que por sua vez aumenta a volatilidade do mercado de curto prazo, afetando nossos resultados operacionais. O preço spot (PLD) é determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS e pela CCEE. Os preços médios de energia no curto prazo ("spot") são calculados pela CCEE a cada hora e são definidos para cada submercado. Quando há grande disponibilidade de recursos hidrológicos, o PLD tende a permanecer em níveis baixos, o que pode não ser suficiente para (i) cobrir os custos de geração dessa mesma energia (quando relacionado ao nosso negócio de geração) e (ii) cobrir o custo do contrato de compra e venda de energia em nosso negócio de comercialização de energia. Por outro lado, se a disponibilidade hidrológica for afetada, o PLD tende a aumentar significativamente, além de impactar ocasionalmente o GSF, o que pode afetar adversamente nossos custos de compra de energia pois o preço estabelecido nos contratos de compra e venda de energia pode não ser suficiente.

A ANEEL pode nos penalizar por inobservância dos termos de nossas concessões ou das leis e regulamentos aplicáveis, e podemos não recuperar o valor integral de nosso investimento no caso de extinção de quaisquer de nossas concessões.

Nossas concessões têm prazos de 20 a 35 anos e podem ser prorrogadas se certas condições forem atendidas. No caso de deixarmos de cumprir qualquer termo de nossas concessões ou legislação ou regulamentação aplicável, a ANEEL pode nos impor penalidades, que podem incluir advertências, a imposição de multas potencialmente substanciais e restrições às nossas operações, entre outras. A ANEEL também pode rescindir nossas concessões antes do término de seus termos se deixarmos de cumprir suas disposições ou se determinar que rescindir nossas concessões seria de interesse público, por meio de um processo de caducidade ou desapropriação. Em particular, nosso contrato de concessão de distribuição renovado contém indicadores de qualidade e financeiros que se tornam mais restritivos ao longo do tempo e que devemos cumprir para garantir que nosso contrato de concessão de distribuição não seja rescindido. Se a ANEEL rescindir qualquer uma de nossas concessões antes de seu vencimento, não poderemos operar o(s) segmento(s) de nosso negócio que foram autorizados pela concessão. Além disso, qualquer compensação que possamos receber do governo federal pela parcela não amortizada de nosso investimento pode não ser suficiente para recuperar o valor total de nosso investimento. A rescisão antecipada ou não renovação de qualquer de nossas concessões ou a imposição de multas ou penalidades severas pela ANEEL poderia ter um efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e resultados operacionais. Consulte o "Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro - Concessões".

Estamos sujeitos a uma regulamentação abrangente de nossos negócios, que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.

Nossos negócios estão sujeitos a ampla regulamentação de várias autoridades legais e regulatórias brasileiras, especialmente o MME e a ANEEL, que regulamentam e supervisionam vários aspectos de nossos negócios e estabelecem nossas tarifas. Mudanças nas leis e regulamentos que regem nossas operações, que ocorreram no passado, podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais. Por exemplo, as tarifas que cobramos pela venda de energia elétrica a consumidores cativos são determinadas de acordo com um contrato de concessão com o governo brasileiro por meio da ANEEL. As tarifas que cobramos de nossos clientes são determinadas de acordo com um contrato de concessão e de acordo com a regulamentação da ANEEL. Além disso, as decisões da ANEEL relativas às nossas tarifas podem ser contestadas por autoridades públicas ou por nossos clientes. As decisões administrativas e judiciais decorrentes dessas contestações podem

modificar as decisões da ANEEL de forma desfavorável a nós, o que pode afetar adversamente nossa situação financeira e resultados operacionais.

Se quaisquer outras regulamentações ou novas leis forem aprovadas pelo governo brasileiro para reduzir os preços da energia elétrica, essas novas leis e regulamentações poderão ter um efeito adverso relevante em nossos resultados operacionais.

Certos consumidores em nossa área de concessão de distribuição podem deixar de comprar energia de nosso negócio de distribuição.

Nosso negócio de distribuição gera grande parte de suas receitas com a venda de energia que adquire de empresas de geração. Grandes consumidores de eletricidade dentro da área geográfica de nossa concessão que atendem a certas exigências regulatórias podem se qualificar como Consumidores Livres. Um consumidor livre em nossa área de concessão de distribuição tem o direito de comprar energia diretamente de empresas de geração e comercialização de energia, em vez de por meio de nosso negócio de distribuição, caso em que esse Consumidor Livre deixaria de pagar nosso negócio de distribuição pela energia que fornecíamos anteriormente. Além disso, a ANEEL emitiu regulamentações relacionadas à micro e minigeração distribuída, o que tem facilitado aos clientes a compra ou locação de equipamentos de geração de energia, principalmente módulos solares fotovoltaicos, para a produção de energia para seu próprio consumo. Essa regulamentação está atualmente em revisão e seu resultado é difícil de prever. Se o número de clientes com micro e minigeração distribuída dentro da área geográfica de nossa concessão aumentar, nossas receitas e resultados operacionais também podem ser adversamente afetados.

Parte de nossas receitas operacionais é proveniente de consumidores livres, que podem buscar fornecedores de energia alternativos quando seus contratos conosco expirarem.

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 1.380 Consumidores Livres, que representavam aproximadamente 8,0% de nossas receitas operacionais consolidadas e aproximadamente 14,6% do volume total de eletricidade vendida. Em 31 de dezembro de 2021, nossa comercializadora de energia tinha 1.363 consumidores livres, que representavam aproximadamente 7,1% de nossas receitas operacionais consolidadas e aproximadamente 12,6% do volume total de energia vendida em 2021. A Copel GeT tinha 17 consumidores livres em 31 de dezembro de 2021. Aproximadamente 99,99% dos megawatts-hora vendidos sob contratos a consumidores livres expiraram em 2021. Esses clientes representaram aproximadamente 2,0% do volume total de energia elétrica vendida em 2021, e aproximadamente 0,9% de nossas receitas operacionais consolidadas. Esses Consumidores Livres podem procurar outros fornecedores de energia após o término de seus contratos conosco. Além disso, é possível que nossos grandes clientes industriais sejam autorizados pela ANEEL a gerarem energia elétrica para seu consumo próprio ou venda a terceiros, nesse caso poderiam obter autorização ou concessão para a geração de energia elétrica em um dado local, o que afetaria adversamente nosso resultado operacional.

Podemos ser forçados a comprar ou vender energia no mercado de curto prazo (“spot”) a preços mais altos ou mais baixos e podemos não ter o direito de repassar qualquer aumento de custos ou perdas incorridas a nossos consumidores finais em tempo hábil, ou de forma alguma.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os distribuidores de energia elétrica, incluindo a Companhia, devem contratar, por meio de licitações públicas conduzidas pela ANEEL, a compra de 100% de sua demanda de energia elétrica projetada para as respectivas áreas de concessão. Os leilões nos quais as distribuidoras podem comprar energia são mantidos até sete anos antes do efetivo fornecimento dessa energia. Não podemos assegurar que nossas projeções da demanda de energia em nossa área de concessão de distribuição serão precisas. Se nossas projeções ficarem aquém da demanda efetiva de energia elétrica, ou se não formos capazes de comprar energia através do mercado regulado devido à falta de energia no mercado, ou se uma empresa de geração não entregar a energia previamente contratada, poderemos ser obrigados a cobrir a diferença com contratos de curto prazo para compra de energia no mercado de curto prazo, no qual podemos pagar significativamente mais pela energia, sem que possamos repassar esses aumentos nos custos aos nossos consumidores finais. Além disso, se subestimarmos nossas necessidades de energia para distribuição, podemos estar sujeitos a penalidades impostas pela CCEE. Além do mais, se nossas projeções ultrapassarem a demanda real além da margem permitida (105% da demanda real), incluindo onde a demanda está deprimida devido a

campanhas do governo em resposta às más condições hidrológicas ou devido à redução da atividade econômica, não poderemos repassar aos nossos consumidores finais o custo da energia em excesso que adquirirmos.

Estamos sujeitos ao risco de crédito de uma contraparte em contratos celebrados com a Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) e, em caso de inadimplência, podemos ter que vender ou comprar energia por um preço base diferente.

A Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) está sujeita ao risco de crédito de contraparte. Nos casos em que a Copel Comercialização vende energia, a contraparte compradora pode inadimplir o contrato, fazendo com que a Copel Comercialização tenha que vender a energia em outras bases de preço. Nos casos em que a Copel compra energia, seja de empreendimentos de geração de energia em operação ou em construção, ou mesmo de comercializadoras de energia, a contraparte vendedora pode inadimplir o contrato, fazendo com que a Copel Comercialização tenha que comprar a energia também em outras bases de preço e, ainda fique sujeita à penalidade regulatória por insuficiência de lastro contratual, aplicada pela CCEE. Embora a companhia adote medidas de análise de crédito em linha com os padrões do mercado e exija garantias de pagamento nos contratos de compra e venda de energia elétrica, não podemos garantir que nossas contrapartes não deixarão de honrar seus compromissos de pagamento ou de entrega da energia à Copel, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

Estamos sujeitos ao risco de variação cambial caso passemos a realizar negócios de importação de energia, bem como se realizarmos negócios envolvendo gás natural.

Nossa subsidiária Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) obteve autorização do Ministério de Minas e Energia para importar energia dos países vizinhos, Argentina e Uruguai, e caso passemos a efetuar negócios neste sentido, estaremos sujeitos ao risco de flutuação cambial. Esta subsidiária também foi autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis a atuar na venda de gás natural em todo o território nacional. Apesar do negócio de gás natural ainda possuir um mercado incipiente no Brasil, caso venhamos a realizar negócios nesta área, estaremos sujeitos ao risco de variação cambial, considerando que parte destas transações podem ser realizadas em moedas estrangeiras.

Estamos sujeitos a perdas ou ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia, podendo expor a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

Nossa subsidiária Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) negocia operações de compra e venda de energia, e parte de seus contratos são classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados a valor justo, por meio do resultado. As perdas ou ganhos 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. A atividade pode expor a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

Nossos equipamentos, instalações e operações estão sujeitos a vários regulamentos ambientais e de saúde, que podem se tornar mais rígidos no futuro e resultar em maiores obrigações e maiores investimentos de capital.

Nossas atividades de distribuição, transmissão e geração estão sujeitas a abrangente legislação federal, estadual e municipal e a fiscalização pelas agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas coercitivas contra a Companhia por inobservância de seus regulamentos e das exigências estabelecidas para a manutenção de nossas licenças ambientais. Essas ações podem resultar, entre outras coisas, na imposição de multas e revogação de licenças, que podem ter efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e nossos resultados operacionais. Regulamentos ambientais e de saúde mais rigorosos também podem nos forçar a alocar capital para cumpri-los e, em consequência, desviar recursos destinados a investimentos planejados. Tais desvios podem ter efeito adverso material sobre nossa condição financeira e nossos resultados operacionais.

Somos estritamente responsáveis por quaisquer danos decorrentes de prestação inadequada de serviços de energia elétrica e nossas apólices de seguro podem não cobrir inteiramente tais danos.

Somos estritamente responsáveis sob a legislação brasileira por danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossos serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia podem ser responsabilizados por danos causados aos outros como resultado

de interrupções ou perturbações resultantes dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição de energia do país, sempre que essas interrupções ou perturbações não forem atribuídas a um membro identificável do ONS. Não podemos assegurar que as nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos decorrentes de inadequada prestação de serviços de energia elétrica, o que pode ter um efeito adverso sobre nós.

Somos acionistas controladores de uma empresa que opera um negócio de distribuição de gás (Compagas) e, conseqüentemente, estamos expostos a riscos inerentes a esse setor.

Controlamos um negócio no setor de distribuição de gás, operado pela Companhia Paranaense de Gás - Compagas. Esta empresa tem direitos exclusivos para a distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná. Os usuários desse negócio são termelétricas, usinas de cogeração, postos de gasolina, entre outras empresas e residências. As empresas do setor de distribuição de gás estão sujeitas a um amplo conjunto de riscos inerentes ao seu funcionamento, inclusive entre os principais:

- Instabilidade regulatória,
- Escassez de gás natural,
- Dependência de um único fornecedor no Brasil,
- Falhas operacionais e acidentes na distribuição,
- Desempenho de prestadores de serviços terceirizados,
- Fontes de energia alternativa.

Como resultado dessas incertezas, não há garantia de que os objetivos de nosso negócio de distribuição de gás serão atingidos, o que pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossos negócios.

Não temos segurança quanto à velocidade de nossa capacidade de inovação tendo em vista as mudanças que o setor de energia está passando, impulsionadas pelo avanço das tecnologias.

O setor de energia elétrica está passando por mudanças impulsionadas: (i) pela descentralização dos sistemas de geração de energia; (ii) pelo avanço das tecnologias de armazenamento de energia; (iii) pela proliferação de tecnologias digitais que permitem que a energia seja produzida, transmitida e consumida de forma mais inteligente e eficiente; (iv) pelo crescimento de fontes de energia renováveis, como eólica e solar; e (v) pela tendência de descarbonização do sistema energético, como parte dos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas. Essas transformações apresentam muitos desafios e podemos não ser capazes de acompanhar o efeito da intensificação da digitalização do setor elétrico, assim como não acompanhar o potencial significativo de desenvolvimento de soluções, tanto para melhoria dos processos e da prestação de serviços aos consumidores quanto para a criação efetiva de novos produtos e serviços, com vistas a obter ganhos de produtividade, preços mais acessíveis, maior competição e na criação de novos mercados. Investimentos em pesquisa e desenvolvimento podem contribuir para minimizar riscos da transformação digital do setor elétrico e abrir novas oportunidades.

Riscos Referentes ao Brasil

O governo brasileiro tem influência significativa sobre a economia brasileira. As condições econômicas e políticas brasileiras - e a percepção dos investidores sobre essas condições - têm um impacto direto em nossa operação.

Historicamente, a situação política do país tem influenciado a performance da economia brasileira, e crises políticas afetaram a confiança de investidores e do público em geral, o que resultou em uma desaceleração econômica, redução dos ratings de crédito do governo brasileiro e emissores brasileiros, e uma alta volatilidade nos títulos emitidos fora do país por empresas brasileiras. Além disso, o governo brasileiro tem exercido, e continua a exercer, uma influência significativa sobre a economia brasileira. Os nossos negócios, a situação financeira, os resultados das operações e perspectivas podem ser afetados adversamente pelas mudanças nas políticas governamentais, bem como por outros fatores, inclusive os seguintes, entre outros:

- flutuações na taxa de câmbio e volatilidade;

- inflação e alterações nas taxas de juros;
- políticas de controle de câmbio;
- política fiscal e mudanças nas leis fiscais;
- outros desdobramentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que afetam o Brasil ou os mercados internacionais;
- controles sobre fluxos de capitais; e/ou
- limites ao comércio exterior.

Nos últimos anos, o Brasil enfrentou uma evolução fiscal adversa, com instabilidade política e econômica. O PIB brasileiro cresceu 4,6% em 2021, diminuiu 4,1% em 2020 e cresceu 1,1% em 2019. A taxa de desemprego foi de 11,1% em 2021, 13,5% em 2020 e 11,9% em 2019. Inflação, conforme relatado pelo índice de preços ao consumidor (IPCA), foi de 10,06% em 2021, 4,52% em 2020 e 4,31% em 2019. A taxa básica de juros do Banco Central do Brasil (SELIC) era de 9,25% em 31 de dezembro de 2021, 2,0% em 31 de dezembro de 2020 e 4,5% em 31 de dezembro de 2019. Considerando o acumulado nos três primeiros meses de 2022, a taxa SELIC foi de 2,42%.

Futuros acontecimentos econômicos, sociais e políticos no Brasil podem ter efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e os resultados operacionais, ou causar uma redução no valor de nossos títulos. As mudanças ou as incertezas sobre a implementação das políticas acima podem gerar ou contribuir para as incertezas na economia brasileira. Estes fatores aumentariam a volatilidade do mercado de capitais nacional e o valor dos títulos e valores mobiliários negociados no exterior e afetaria adversamente nossos negócios, resultados das operações e situação financeira. Além do mais, considerando o sistema presidencial do governo brasileiro e a influência considerável do poder executivo, não é possível prever se o governo atual ou quaisquer governos sucessivos terão um efeito negativo adverso na economia brasileira e, conseqüentemente, sobre os nossos negócios.

Os efeitos da pandemia do coronavírus podem ter um impacto material adverso em nossas operações e resultados.

Como a COVID-19 continua impactando as economias globais e locais e os mercados financeiros, a Copel tem acompanhado as projeções de carga divulgadas pelos órgãos oficiais do setor elétrico fortemente impactado pela queda do consumo nos segmentos comercial e industrial. Essa queda tem causado notificações por parte dos compradores de energia, alegando caso fortuito e força maior devido à pandemia do surto de COVID-19, exigindo redução dos valores dos contratos de energia e/ou parcelamento de contas inadimplentes. Impactos adversos da pandemia do surto de COVID-19 também podem ser sentidos na implantação de projetos de geração e transmissão, ou na disponibilidade de ativos existentes resultantes de ações locais, impedindo o acesso a instalações ou problemas com fornecedores do setor, também afetados pela pandemia do COVID-19.

Estabelecemos uma Comissão de Contingência diante da pandemia do COVID-19 com o objetivo de monitorar e mitigar os impactos e conseqüências atuais e futuros em nossas atividades. A Comissão de Contingência tem quatro objetivos principais: (i) segurança das pessoas, (ii) continuidade das atividades essenciais da Companhia, (iii) acompanhamento das diretrizes e exigências dos órgãos reguladores, e (iv) preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise. A Companhia também vem continuamente (A) monitorando os impactos da pandemia de COVID-19 em (i) seus contratos, (ii) fornecedores e (ii) a liquidez do mercado de energia e sua precificação de mercado de curto prazo, bem como (B) se envolvendo nas negociações com as autoridades competentes para a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira da cadeia de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica no Brasil.

As flutuações nas taxas de câmbio e a desvalorização do real podem afetar adversamente nosso lucro líquido e fluxo de caixa.

A moeda brasileira vem sendo desvalorizada em relação ao dólar americano e outras moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2020, a taxa de câmbio entre o real e o dólar americano era de R\$ 5,19 por US\$ 1,00, desvalorizando-se 28,8% em relação ao dólar americano comparada à 2019. Em 31 de dezembro de

2021, a taxa de câmbio real x dólar registrado foi de R\$ 5,58 para US\$ 1,00, desvalorizando-se 7,51% em relação ao dólar americano, em comparação com 31 de dezembro de 2020. Em 18 de abril de 2022, a taxa de câmbio real x dólar americano era de R\$ 4,67 para US\$ 1,00, o que representa uma redução de 16,31% em comparação com a taxa de venda de R\$ 5,58 para US\$ 1,00 em 31 de dezembro de 2021. A depreciação do real aumenta o custo do serviço de nossa dívida em moeda estrangeira e o custo de compra de eletricidade de Itaipu – uma usina hidrelétrica, um de nossos principais fornecedores, que reajusta seus preços de eletricidade com base em parte em seus custos em dólares norte-americanos. De fato, a depreciação geralmente restringe o acesso aos mercados de capitais internacionais e pode levar à intervenção do governo. Também reduz o valor em dólares norte-americanos de nossos dividendos e o equivalente em dólares norte-americanos do preço de mercado de nossas ADSs.

A inflação e as medidas governamentais para reduzi-la podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil, e poderiam reduzir nossas margens e o preço de mercado das ADSs.

O Brasil sofreu no passado taxas de inflação extremamente altas. Os índices anuais de inflação no Brasil, medidos de acordo com a variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (“IGP-DI”), foram de 6,0% para o período de três meses findo em 31 de março de 2022, 17,7% no ano de 2021, 23,7% no ano de 2020 e 7,7% no ano de 2019. O governo brasileiro adotou no passado medidas para combater a inflação, como elevar a taxa básica de juros Selic, e as especulações do público sobre possíveis ações governamentais futuras tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira. Embora nossos contratos de concessão prevejam reajustes anuais com base em índices de inflação, se o Brasil sofrer inflação substancial no futuro, e se o governo brasileiro adotar políticas de controle da inflação semelhantes àquelas adotadas no passado, nossos custos podem aumentar mais rápido que nossas receitas, nossas margens operacionais e líquidas podem diminuir e, se faltar confiança dos investidores, o preço das ADSs pode cair. Pressões inflacionárias podem também restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros e levar a uma maior intervenção do governo na economia, incluindo a adoção de políticas governamentais que possam afetar adversamente o desempenho da economia brasileira como um todo.

Mudanças nas políticas tributárias brasileiras podem surtir efeitos adversos sobre nós e nossos acionistas

O governo brasileiro, em situações passadas, alterou suas políticas fiscais de forma que afetou o setor elétrico, e pode tornar a fazê-lo. Estas mudanças incluem aumentos nas alíquotas que afetam as empresas do setor energético e, ocasionalmente, a introdução de impostos temporários com propósitos governamentais específicos. Se não formos capazes de ajustar nossas tarifas adequadamente, podemos ser afetados negativamente. O governo brasileiro está discutindo um projeto de lei (Projeto de Lei nº 3.887/2020) que altera as regras do Imposto de Renda e da Contribuição Social, substituindo as Contribuições ao PIS/PASEP e Cofins pela Contribuição sobre Bens e Serviços – CBS. Formalizamos um grupo de trabalho para avaliar os impactos e riscos que essa mudança pode trazer em nossos resultados financeiros. O grupo concluiu que os impactos para nós provavelmente serão baixos, considerando que o mercado em que atuamos possui tarifas reguladas e contratos bilaterais, que devem reequilibrar os preços em caso de novos impostos. No entanto, estimamos que a CBS poderia levar a um aumento tarifário para os Consumidores Finais de nossa concessão de distribuição, devido ao aumento da alíquota do imposto. Nossos acionistas também podem ser afetados, em caso de maior tributação de dividendos.

Acontecimentos negativos em outras economias nacionais, especialmente naquelas de países em desenvolvimento, podem afetar negativamente investimentos estrangeiros no Brasil e o crescimento econômico do país.

Investidores internacionais geralmente consideram o Brasil como um mercado emergente. Historicamente, acontecimentos adversos na economia de mercados emergentes resultaram em uma percepção por parte de investidores de um maior risco nos investimentos em tais mercados. Essas percepções em relação a países com mercados emergentes têm afetado significativamente o valor de mercado de títulos de emissores brasileiros. Além disto, apesar das condições econômicas serem diferentes em cada país, as reações dos investidores em um país podem impactar os valores de títulos de outro país, incluindo àqueles do Brasil e isto pode diminuir o interesse em títulos brasileiros, incluindo os nossos.

Riscos Relacionados com as ADSs Units

Os titulares de ADSs podem não ter todos os direitos de nossos acionistas e podem não conseguir exercer os direitos de voto ou de preferência relativos às ações subjacentes às suas Units.

Nosso estatuto social prevê a emissão de Units, cada uma composta por quatro ações preferenciais classe B e uma ação ordinária. O titular de Units tem o direito de solicitar, a qualquer tempo, o cancelamento das Units e a consequente entrega das respectivas ações depositadas à instituição financeira depositária, observados os termos, regras e procedimentos estabelecidos pelo nosso Conselho de Administração.

Os titulares de Ações Preferenciais não têm os mesmos direitos de voto atribuídos aos titulares de Ações Ordinárias pela legislação brasileira ou por nosso estatuto social e, portanto, apenas 1 ação ordinária em cada Unit subjacente às ADSs tem plenos direitos de voto. Além disso, os direitos dos titulares de ADSs podem estar sujeitos a certas limitações previstas no contrato de depósito ou pelos intermediários de valores mobiliários por meio dos quais os titulares de ADSs detêm seus valores mobiliários.

– Embora os titulares de ADS possam votar nas assembleias de acionistas, existem etapas processuais envolvidas no processo que criam limitações práticas na capacidade de voto dos titulares de ADS. De acordo com o Contrato de Depósito, forneceremos a notificação ao Depositário, que por sua vez, assim que possível, enviará aos titulares de ADSs a notificação de tal assembleia e uma declaração sobre a maneira pela qual as instruções podem ser dadas pelos titulares. Para exercer seus direitos de voto, os titulares de ADS devem então instruir o Depositário sobre como votar suas ações. Devido a esta etapa extra de procedimento envolvendo o Depositário, o processo para exercer direitos de voto demorará mais para titulares de ADS do que para titulares de Ações Classe B ou Ações Ordinárias. As ADSs para as quais o Depositário não receber instruções de voto oportunas não serão votadas.

– Os titulares de Ações Ordinárias Classe B, Ações Classe B ou Units podem ter menos direitos ou direitos não tão bem definidos para proteger seus interesses em relação a ações tomadas por nosso Conselho de Administração ou o acionista controlador do que sob as leis do Estados Unidos e algumas outras jurisdições fora do Brasil. Embora a lei brasileira imponha restrições ao uso de informações privilegiadas e manipulação de preços, os mercados de valores mobiliários brasileiros não são tão supervisionados como os mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos ou mercados em outras jurisdições fora do Brasil.

- A capacidade dos titulares de ADSs de exercer direitos de preferência não é garantida, especialmente se a lei aplicável na jurisdição do titular (por exemplo, a Lei de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) exigir que uma declaração de registro seja válida ou uma isenção de registro esteja disponível com relação a esses direitos, como é o caso nos Estados Unidos. Não somos obrigados a estender a oferta de direitos de preferência aos titulares de ADSs para arquivar uma declaração de registro nos Estados Unidos e não podemos garantir que apresentaremos qualquer declaração de registro. Consequentemente, você poderá receber apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência pelo Depositário ou, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão prescrever. Se você não puder participar das ofertas de direitos, suas participações também podem ser diluídas.

- Os titulares de ADSs podem não receber pagamentos de dividendos se incorrermos em prejuízos líquidos ou se nosso lucro líquido não atingir certos níveis. De acordo com a Legislação Societária Brasileira e nosso estatuto social, devemos pagar aos nossos acionistas uma distribuição obrigatória igual a pelo menos 25% de nosso lucro líquido ajustado do exercício fiscal anterior, com prioridade de pagamento aos titulares de ações preferenciais. De acordo com nosso estatuto social, as ações classe A e as ações classe B têm direito a receber dividendos mínimos anuais não cumulativos, sendo que o dividendo por ação deve ser pelo menos 10% maior do que os dividendos por ação pagos aos titulares de ações ordinárias. As ações classe A têm prioridade de dividendo sobre as ações classe B para receber um dividendo mínimo igual a 10% do capital social total representado pelas ações classe A em circulação no final do ano fiscal em relação ao qual os dividendos foram declarados, e as ações classe B têm prioridade de dividendos sobre as ações ordinárias. No caso de não sermos capazes de declarar dividendos, nossa administração pode, entretanto, decidir diferir o pagamento de dividendos ou, em circunstâncias limitadas, não declarar dividendos. Não podemos fazer pagamentos de dividendos de nossa reserva legal e contas de reserva de capital.

As vendas de um número substancial de ações, ou a percepção de que tais vendas possam ocorrer, podem

afetar adversamente o preço de mercado de nossas ações ou ADSs.

Como consequência da emissão de novas ações, as vendas de ações por investidores de ações existentes, ou a percepção de que tal venda poderia ocorrer, o preço de mercado de nossas ações e, por extensão, das ADSs, pode diminuir significativamente.

As futuras emissões de ações podem diluir as participações atuais dos titulares de nossas ações ou ADSs e podem afetar substancialmente o preço de mercado desses títulos.

Poderemos no futuro decidir oferecer patrimônio adicional para levantar capital ou para outros fins. Qualquer oferta futura de ações desse tipo poderá reduzir a propriedade proporcional e os interesses dos titulares de nossas ações e ADSs, bem como nossos ganhos e o valor patrimonial líquido por ação ou ADS. Qualquer oferta de ações e ADSs por nós ou por nossos principais acionistas, ou a percepção de que tal oferta seja iminente, poderia ter um efeito adverso sobre o preço de mercado desses títulos.

Os titulares de nossas ADSs talvez não consigam aplicar ações judiciais contra nossos conselheiros ou diretores.

Todos os nossos conselheiros e diretores mencionados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, assim como os ativos dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Consequentemente, talvez não seja possível aos titulares de nossas ADSs intimar a Companhia ou seus conselheiros e diretores dentro dos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens, ou aplicar julgamentos contra a Companhia, seus conselheiros e diretores obtidos nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil. Considerando que os julgamentos dos tribunais norte-americanos para passivos cíveis, com base na lei federal de mercado de capitais dos Estados Unidos, apenas podem ser executados no Brasil caso algumas exigências sejam atendidas, os titulares das ADSs poderão enfrentar dificuldades em proteger seus interesses em ações contra a Companhia, ou seus conselheiros e diretores do que enfrentariam os acionistas de uma empresa constituída em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

As sentenças dos tribunais brasileiros com relação às nossas ações serão pagas apenas em reais.

Se forem instaurados processos nos tribunais do Brasil que buscam fazer cumprir nossas obrigações com respeito a nossas ações, não seremos obrigados a cumprir tais obrigações em uma moeda que não seja o real (R\$). De acordo com as limitações do controle cambial brasileiro, uma obrigação no Brasil de pagar valores denominados em outra moeda que não em reais (R\$) somente pode ser satisfeita em moeda brasileira à taxa de câmbio, conforme determinado pelo Banco Central, em vigor na data em que o julgamento é obtido, e quaisquer desses valores são ajustados para refletir as variações da taxa de câmbio até a data efetiva de pagamento. A taxa de câmbio então vigente pode não permitir aos investidores não brasileiros a compensação integral por qualquer reivindicação decorrente de, ou relacionadas às nossas obrigações sob nossas ações.

Se você trocar suas ADSs por Units, você se arrisca a tributos mais altos e à incapacidade de remeter moeda estrangeira para o exterior.

A legislação brasileira exige que os interessados obtenham um registro no Banco Central a fim de serem autorizados a remeter moedas estrangeiras, incluindo dólares dos Estados Unidos, ao exterior. Para as ADSs, o custodiante brasileiro das Units obteve o certificado necessário do Banco Central para os pagamentos de dividendos ou outras distribuições em dinheiro relacionadas com as ações preferenciais ou à alienação das ações preferenciais. Se você trocar suas ADSs pelas Units por elas representadas, porém, você precisa obter o seu próprio certificado de registro ou registrar-se de acordo com as normas do Banco Central do Brasil e da CVM a fim de obter e remeter dólares americanos ao exterior decorrentes da alienação de Units ou distribuições relacionadas com as ações subjacentes. Se você não obtiver um certificado de registro, você não poderá remeter dólares dos Estados Unidos ou outras moedas ao exterior e poderá estar sujeito a um tratamento fiscal menos favorável sobre os ganhos relativos às Units. De acordo com as normas do Banco Central, a obtenção desse registro exige transações de câmbio, que estão sujeitas a tributação no Brasil. Para maiores informações, ver “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre a Tributação Brasileira - Outros Tributos Brasileiros”. Se você tentar obter seu próprio registro, você poderá incorrer em despesas ou sofrer demoras nesse processo que podem atrasar o recebimento de dividendos ou distribuições relacionadas com as Units ou o retorno de seu capital de forma oportuna. O registro do custodiante no Banco Central e qualquer certificado

de registro de capital estrangeiro que você obtiver podem ser afetados por futuras mudanças na legislação. Restrições adicionais podem ser impostas no futuro à alienação das Units ou à repatriação do produto da alienação.

O governo brasileiro pode impor controles de câmbio e restrições sobre remessas ao exterior que podem afetar adversamente sua capacidade de converter fundos em reais em outras moedas e remeter outras moedas ao exterior.

No passado, o governo brasileiro impôs restrições à remessa a investidores estrangeiros do produto dos investimentos deles no Brasil e à conversão da moeda brasileira em moedas estrangeiras. O governo brasileiro pode novamente optar por impor esse tipo de restrições se, entre outras coisas, houver deterioração das reservas brasileiras de moeda estrangeira ou mudança na política cambial brasileira. A nova imposição dessas restrições prejudicaria ou impediria sua capacidade de converter dividendos, distribuições ou produto de venda de Units, conforme o caso, de reais para dólares dos Estados Unidos ou outras moedas e de remeter esses fundos ao exterior. Não podemos assegurar que o governo brasileiro não tomará medidas similares no futuro.

A relativa volatilidade e a liquidez dos mercados de títulos mobiliários brasileiros podem restringir sua capacidade de vender as Units objeto das ADSs.

Os mercados de títulos mobiliários brasileiros são substancialmente menores, menos líquidos, mais concentrados e mais voláteis que os principais mercados de títulos mobiliários dos Estados Unidos e de certas outras jurisdições fora do Brasil e não são tão altamente regulamentados ou supervisionados como alguns desses outros mercados. A iliquidez e a relativamente pequena capitalização de mercado dos mercados de ações do Brasil podem fazer com que o preço de mercado dos títulos das companhias brasileiras, incluindo nossas ADSs, Units, Ações Ordinárias e Ações Classe B flutuem tanto nos mercados nacionais quanto nos internacionais, e podem limitar substancialmente sua capacidade de vender suas Units objeto de ADSs pelo preço e na época que você deseje.

Mudanças nas leis tributárias brasileiras podem ter um impacto adverso sobre os impostos aplicáveis a uma alienação de nossas Units ou ADSs.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, estabelece que a alienação de ativos localizados no Brasil por um não residente, seja para outro residente no Brasil ou não residente, está sujeita à tributação no Brasil, independentemente da alienação ocorrer fora ou dentro do Brasil. Esta provisão resulta na imposição de imposto de renda sobre os ganhos decorrentes de uma alienação de nossas ações ordinárias ou preferenciais por um não residente no Brasil para outro não residente no Brasil. Não há orientação judicial quanto à aplicação da Lei nº 10.833 e, conseqüentemente, não podemos prever se os tribunais brasileiros podem decidir que ela se aplica a alienações de nossas ADSs entre não residentes no Brasil. No entanto, no caso em que a alienação de ativos seja interpretada de forma a incluir uma alienação de nossas ADSs, essa lei tributária resultaria, portanto, na imposição de impostos retidos na fonte sobre a alienação de nossas ADSs por um não residente no Brasil para outro não residente no Brasil.

Item 4. Informações sobre a Companhia

A COMPANHIA

Atuamos na geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica, principalmente no Estado do Paraná, de acordo com as concessões outorgadas pela ANEEL, a agência reguladora brasileira do setor elétrico. Também fornecemos telecomunicações e outros serviços. Embora nossas atividades estejam mais concentradas no Estado do Paraná, também operamos em 10 diferentes estados brasileiros por meio de nossos negócios de geração e transmissão. Em 31 de dezembro de 2021, geramos energia elétrica de vinte (20) usinas hidrelétricas, trinta (30) eólicas e uma (1) Usina Termelétrica, para uma capacidade instalada total de 5.957 MW, da qual, aproximadamente 99,7% é derivado de fontes renováveis. Incluindo a capacidade instalada das empresas de geração nas quais temos participação acionária, nossa capacidade instalada total é de 6.615 MW. Nosso negócio de energia elétrica está sujeito a uma regulamentação abrangente da ANEEL.

Detemos concessões para distribuição de eletricidade em 394 dos 399 municípios do Estado do Paraná e no município de Porto União, no Estado de Santa Catarina. Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos e operávamos 3.329 km de linhas de transmissão e 204.957 km de linhas de distribuição, constituindo uma das maiores redes de distribuição do Brasil. Da energia elétrica que fornecemos a nossos consumidores finais em 2021, foram destinados:

- 38,8% para clientes industriais;
- 26,1% para consumidores residenciais
- 19,1% para consumidores comerciais; e
- 16,0% para consumidores rurais e outros.

Os principais elementos de nossa estratégia de negócios incluem:

- maximizar o valor da Companhia através do crescimento sustentável, rentabilidade, níveis adequados de endividamento e remuneração dos acionistas;
- buscar ser a referência em satisfação do consumidor;
- buscar oportunidades rentáveis em novos negócios e serviços no setor de energia;
- promover e garantir a adesão às melhores práticas de ESG, gestão de risco e compliance;
- gerir portfólio estratégico de energia de maneira integrada, incluindo parcerias estratégicas, maximizando sinergias e rentabilidade.
- desinvestir em ativos não estratégicos;
- buscar a excelência nos processos de negócios;
- promover a gestão com foco nas pessoas, fortalecendo o engajamento das equipes e reforçando a cultura de meritocracia;
- buscar maior protagonismo junto aos órgãos reguladores e institucionais;
- consolidar a cultura da segurança, da saúde e da qualidade de vida;
- adotar tecnologias como diferencial para otimização e transformação dos negócios;
- aumentar continuamente os níveis de segurança cibernética;
- incentivar a inovação como alavanca de crescimento, aumento da satisfação e fidelização de clientes e melhoria de processos.

Nossas receitas para cada um dos últimos três (3) anos financeiros por atividade estão descritas no “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Resultados das operações para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019”.

Contexto histórico

Fomos criados em 1954 pelo Estado do Paraná para atuar na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como parte do plano do Paraná de colocar o setor de energia elétrica sob controle estatal. No início da década de 70, adquirimos as principais empresas privadas do setor elétrico localizadas no Estado do Paraná. De 1970 a 1977 foi caracterizado por significativa expansão de nossas redes de transmissão e distribuição e pelo esforço para aumentar a conectividade de nosso sistema com os de outros Estados brasileiros. Em 1979, uma mudança na legislação estadual nos permitiu expandir nossas atividades de geração para incluir produção de outras fontes além de usinas hidrelétricas e termelétricas.

Somos, atualmente, a maior empresa de energia no Estado do Paraná. Somos uma sociedade anônima constituída e existente sob a legislação brasileira, sob o nome Companhia Paranaense de Energia – Copel. Nossa sede está localizada na Rua José Izidoro Biazzetto, 158 – Bloco A, CEP 81200-240, Curitiba, Paraná, Brasil. O número do telefone de nossa sede é +55 (41) 3331-4011 e nosso sítio na internet é www.copel.com e quaisquer registros eletrônicos na SEC serão disponibilizados ao público no website da SEC. O nome comercial de cada um de nossos negócios está indicado a seguir.

Relacionamento com o Estado do Paraná

Em 31 de dezembro de 2021, o Estado do Paraná possui 69,7% de nossas ações ordinárias e, conseqüentemente, tem o poder de controlar a eleição da maioria dos membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, a designação da Diretoria, as futuras operações e as estratégias de negócios.

Estrutura Societária

Antes de 2001, a Copel operava como uma companhia integrada que atuava na geração, transmissão e distribuição de energia e atividades correlatas. De acordo com o novo regime normativo, transferimos nossas operações para quatro subsidiárias integrais (de geração, transmissão, distribuição e telecomunicações) e nossos investimentos em outras empresas para uma quinta subsidiária integral. Essa reestruturação societária foi concluída em julho de 2001.

Em 2007, dividimos os ativos de nosso negócio de transmissão (a “Copel Transmissão S.A.”) entre nosso negócio de distribuição (a “Copel Distribuição S.A.”) e nosso negócio de geração (a “Copel Geração S.A.”), renomeada para Copel Geração e Transmissão S.A.

Em 2013, a Companhia foi reorganizada para melhorar a eficiência da nossa estrutura corporativa e reduzir nossos custos operacionais.

Em 28 de janeiro de 2016, mudamos o nome da Copel Participações S.A para Copel Comercialização S.A. e seu objeto social para a venda de energia e prestação de serviços, buscando fortalecer o posicionamento da Copel no mercado de energia e permitindo maior eficiência na venda de energia.

Em setembro de 2017, com o objetivo de otimizar a gestão das atividades operacionais, a Companhia realizou uma reestruturação organizacional de sua subsidiária integral Copel Renováveis S.A., cujas atividades foram absorvidas pela Copel Geração e Transmissão S.A.

Em agosto de 2018, a Copel GeT celebrou Contrato de Permuta de Ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Nos termos deste contrato, a Copel GeT passou a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul passou a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.

Em junho de 2019, a Copel GeT adquiriu 100% da SPE Uirapuru Transmissora de energia S.A. das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. e da Fundação Eletrosul de Previdência e Assistencial Social – Elos.

Em outubro de 2019, a Copel GeT, por meio de um consórcio com sua subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do Leilão de Energia Nova A-6, vendendo 14,4 MW médios do Complexo Eólico de Jandaíra. O Complexo Eólico de Jandaíra, com 90,1 MW de capacidade instalada e 46,9

MW médios de garantia física, será construído no nordeste do Rio Grande do Norte, região onde a Copel possui outros ativos de geração eólica. O projeto está programado para entrar em operação, de forma escalonada, a partir de abril de 2022.

Em março de 2020, a Copel GeT, com o objetivo de renovar por mais 30 (trinta) anos a concessão da UHE Bento Munhoz (ou UHE Foz do Areia), cujo prazo, considerando a renegociação do GSF, expira em 21 de dezembro de 2024, protocolou no Ministério de Minas e Energia sua manifestação para o enquadramento de sua sociedade de propósito específico SPE FDA Geração de Energia Elétrica SA, titular da concessão, nos termos do Decreto Federal nº. 9.271/2018 (alterado pelo Decreto Federal nº 10.135/2019), que permite essa renovação associada à privatização da concessionária, em até 12 meses do término do prazo. Em 8 de março de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou a minuta do novo contrato de concessão. A Copel aguarda as definições regulatórias finais do processo de venda do controle da SPE FDA.

Em 09 de novembro de 2020, o leilão de desinvestimento da Copel Telecom foi realizado no B3. O lance vencedor foi de R\$ 2,4 bilhões (valor patrimonial). Em 14 de janeiro de 2021, foi celebrado um Contrato de Compra e Venda de 100% da Copel Telecom com o Fundo de Investimento Multi-Estratégico Bordeaux - *Bordeaux Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia*, licitante vencedor do leilão. Em 9 de julho de 2021, a venda foi aprovada pela autoridade antitruste brasileira e, em 3 de agosto de 2021, a Copel concluiu a alienação da Copel Telecom. O valor final atualizado da transação foi de R\$ 2,5 bilhões, com base na taxa SELIC de 3 de agosto de 2021, e já foi integralmente repassado à Copel.

Em 30 de novembro de 2021, concluímos a aquisição do Complexo Eólico Vilas com valor de empreendimento de R\$ 1,1 bilhão. Como o projeto é parcialmente financiado pelo Banco do Nordeste (“BNB”), mediante contrato de empréstimo de longo prazo com vencimento final em 2040, o valor total pago pela Copel na aquisição foi R\$ 597,7 milhões.

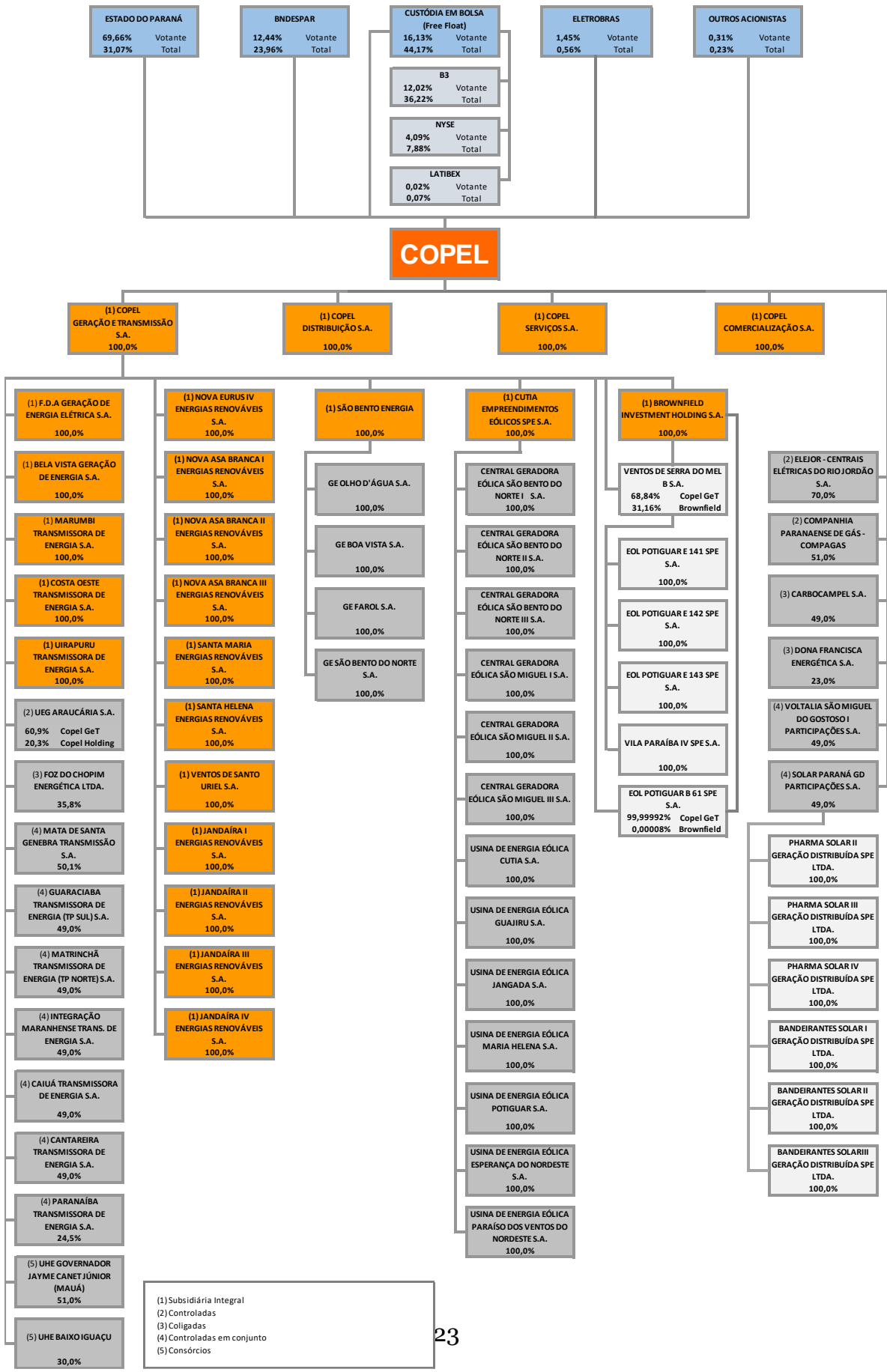
A Copel possui, atualmente, quatro subsidiárias integrais: a Copel Geração e Transmissão S.A., a Copel Distribuição S.A., a Copel Comercialização S.A. (Copel Mercado Livre) e a Copel Serviços S.A.

Ainda, a Copel possui 100% de participação acionária em diversas Sociedades de Propósito Específico (SPE).

A organização do grupo é descrita a seguir. Todas as nossas subsidiárias são incorporadas na República Federativa do Brasil e estão sujeitas à legislação brasileira.

ORGANOGRAMA - PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA

POSIÇÃO EM 31/12/2021



- (1) Subsidiária Integral
- (2) Controladas
- (3) Coligadas
- (4) Controladas em conjunto
- (5) Consórcios

NEGÓCIOS

No passado, nossos negócios de geração e distribuição eram integrados, e vendíamos a maior parte da energia que gerávamos para os consumidores de nossa unidade de distribuição. Isso mudou em razão da implementação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, promulgada em 2004. Hoje os leilões abertos no mercado regulado ainda são um dos principais canais pelos quais nossa unidade de distribuição adquire energia para revender aos consumidores cativos e um dos canais de geração de receita de nossa unidade de geração. Nossa unidade de geração só vende energia para nossa unidade de distribuição por meio de leilões no mercado regulado. Além disso, nossa unidade de distribuição, como algumas outras empresas brasileiras de distribuição, também é obrigada a adquirir energia de Itaipu em volume determinado pelo governo brasileiro com base em nossa participação proporcional no mercado de energia elétrica brasileiro. Para maiores informações, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”.

A tabela seguinte mostra a energia elétrica total que (i) geramos por meio dos empreendimentos que detemos 100% de participação acionária e 51% e 30% da energia gerada, respectivamente, pelas Usinas Hidrelétricas de Mauá e Baixo Iguaçu (referente a participação que detemos nesses ativos) e (ii) adquirimos nos últimos três anos, desmembrada por volume total de energia elétrica gerado e adquirido pela Copel Geração e Transmissão e pelos Parques Eólicos, e o volume total de energia elétrica adquirido pela Copel Distribuição e Copel Comercialização.

	Ano encerrado em 31 de dezembro de:		
	2021	2020	2019
(GWh)			
Copel Geração e Transmissão⁽¹⁾			
Energia elétrica gerada ⁽²⁾	14.587	10.115	17.199
Energia elétrica adquirida da Copel Comercialização	3.423	487	155
Energia elétrica adquirida de terceiros	183	147	141
Energia elétrica recebida do Sistema Interligado	1.200	5.878	445
Total de Energia elétrica gerada e adquirida pela Copel Geração e Transmissão	19.393	16.627	17.940
Parques Eólicos⁽¹⁾⁽³⁾			
Energia elétrica gerada ⁽²⁾	2.459	2.116	1.909
Energia elétrica adquirida de terceiros	110	29	61
Total de Energia elétrica gerada e adquirida pelos Parques Eólicos	2.569	2.145	1.970
Copel Distribuição			
Energia elétrica adquirida de Itaipu ⁽⁴⁾	5.435	5.498	5.533
Energia elétrica adquirida em leilões – CCEAR - afiliadas.....	153	154	153
Energia elétrica adquirida em leilões – CCEAR - outros	12.216	11.579	12.361
Energia elétrica adquirida no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova – (MCSO-EN)	178	785	-
Energia elétrica adquirida do Mercado de Curto Prazo - CCEE	-	536	23
Energia elétrica adquirida de terceiros	7.355	7.571	8.092
Total de energia elétrica adquirida pela Copel Distribuição	25.337	26.123	26.162
Copel Comercialização			
Energia elétrica adquirida de afiliadas	13.119	7.275	5.125
Energia elétrica adquirida de terceiros	10.062	5.077	3.330
Energia elétrica adquirida no Mercado de Curto Prazo da CCEE	12	97	34
Total de energia elétrica adquirida pela Copel Distribuição	23.192	12.449	8.489
Total de Energia elétrica gerada e adquirida pela Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição, Parques Eólicos e Copel Comercialização	53.774	49.399	54.561

⁽¹⁾ Em 2018, a Copel adotou os critérios estabelecidos pela CCEE para determinar os fluxos de energia nas transações de compra e venda. Os valores de energia refletidos nesta tabela, mesmo com relação aos anos anteriores, foram calculados de acordo com os critérios adotados pela CCEE.

⁽²⁾ Inclui perdas técnicas internas e da Rede Básica..

⁽³⁾ Energia elétrica gerada e adquirida por nossos parques eólicos sob supervisão da Copel Renováveis até novembro de 2015. Em dezembro de 2015 esses ativos foram transferidos para a Copel Geração e Transmissão.

⁽⁴⁾ As concessionárias de distribuição que operam mediante concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil compram energia gerada por Itaipu.

A tabela seguinte mostra a energia elétrica total que vendemos a consumidores livres, consumidores cativos, distribuidores, agentes comercializadores e outras concessionárias de energia no sul do Brasil por meio do Sistema Interligado de Transmissão nos últimos três anos.

Ano encerrado em 31 de dezembro de:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>2019</u>
	(GWh)		
Copel Geração e Transmissão⁽¹⁾			
Energia elétrica fornecida aos Consumidores Livres	1.298	3.369	4.146
Energia elétrica fornecida mediante contratos bilaterais (Copel Comercialização)	12.978	7.238	5.124
Energia elétrica fornecida mediante contratos bilaterais	715	2.946	3.723
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR – afiliadas ⁽²⁾ ...	122	123	122
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR - outras ⁽²⁾	2.215	2.221	2.215
Energia elétrica fornecida Mercado de Curto Prazo da CCEE ⁽²⁾			483
Energia elétrica total fornecida pela Copel Geração e Transmissão ..	17.328	15.897	15.814
Parques Eólicos⁽¹⁾⁽³⁾			
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR – afiliadas.....	31	31	32
Energia elétrica fornecida em Contratos Bilaterais-Copel COM	90	37	-
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR – outras	1.289	1.292	1.285
Energia elétrica fornecida em leilões – CER – outras	915	918	914
Energia elétrica fornecida Mercado de Curto Prazo da CCEE ⁽²⁾	29	9	0
Energia elétrica total fornecida pelos Parques Eólicos	2.354	2.887	2.231
Copel Distribuição			
Energia elétrica fornecida aos Consumidores Cativos	19.312	19.180	19.784
Energia elétrica fornecida a distribuidores no Paraná	86	76	164
Mercado de Curto Prazo da CCEE ⁽⁴⁾	3.157	3.787	3.153
Total de Energia elétrica fornecida pela Copel Distribuição.....	22.555	23.043	23.11
Copel Comercialização (Copel COM)			
Energia elétrica fornecida aos Consumidores Livres	8.239	4.620	2.715
Energia elétrica fornecida aos Contratos Bilaterais (Copel GeT)	3.535	516	216
Energia elétrica fornecida aos Contratos Bilaterais	11.337	6.984	5.506
Energia elétrica fornecida ao mercado de curto prazo – CCEE	81	330	52
Total de Energia elétrica fornecida pela Copel COM	23.192	12.450	8.489
Total.....	65.428	53.668	49.635

⁽¹⁾ Em 2018, a Copel adotou os critérios estabelecidos pela CCEE para determinar os fluxos de energia nas operações de compra e venda. Os valores de energia refletidos nesta tabela, mesmo com relação aos anos anteriores, foram calculados de acordo com os critérios adotados pela CCEE.

⁽²⁾ Os valores inferiores a zero (números negativos) referem-se à compra consolidada de energia elétrica do Mercado de Curto Prazo durante o ano

⁽³⁾ Energia elétrica gerada e adquirida por nossos parques eólicos sob supervisão da Copel Renováveis até novembro de 2015. Em dezembro de 2015 esses ativos foram transferidos para a Copel Geração e Transmissão.

⁽⁴⁾ Inclui o *Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD*.

⁽⁵⁾ Inclui perdas técnicas e não técnicas da Copel Distribuição, da Rede Básica e as perdas relacionadas aos Parques Eólicos.

Geração

Em 31 de dezembro de 2021, a capacidade total instalada de todas as nossas empresas de geração e de que temos participação era de 6.615 MW.

No mesmo período, considerando apenas as entidades que operamos (exclusivamente ou em consórcio), incluindo 100% da energia produzida por aquelas em que detemos 100,0% de participação e 51,0% e 30,0% da energia gerada por Mauá e Usinas Hidrelétricas do Baixo Iguaçu, respectivamente (correspondente à participação que detemos em cada um desses ativos), operamos e vendemos energia por meio de vinte (20) usinas hidrelétricas, trinta (30) usinas eólicas e uma (1) Usina Termelétrica, com um total capacidade instalada de 5.957 MW. Nossa garantia física totalizou 2.671 MW médios em 2021. Nossa geração varia anualmente em função das condições hidrológicas e outros fatores. Geramos, sem descontar as perdas internas e na rede básica, 17.606 GWh em 2021, 12.665 GWh em 2020, 19.812 GWh em 2019, 19.935 GWh em 2018 e 21.469 GWh em 2017.

A geração de energia elétrica em nossas usinas é supervisionada, coordenada e operada por nosso Centro de Operação da Geração e Transmissão em Curitiba, que é responsável pela coordenação da operação de aproximadamente 100% de nossa capacidade instalada total, incluindo algumas das usinas em que possuímos participações societárias parciais.

Em 2021, a ANEEL nos concedeu a prorrogação da concessão das seguintes usinas para compensar a assunção de riscos não hidrológicos (previsto no Mecanismo de Realocação de Energia ou MRE adotado pelo governo nos termos da Lei nº 14.052/2020):

Usina	Extensão da Concessão (dias)
Apucarantina	472
Capivari Cachoeira	2.555
Cavernoso	898
Cavernoso 2	1.742
Chamine	717
Colíder	13
Derivação Do Rio Jordão	949
Foz do Areia	461
Guaricana	705
Mauá	1.789
Salto Caxias	1.051
Sao Jorge	598
Segredo	1.045
Uhe Baixo Iguaçu	34
Fundão	1.110
Santa Clara	1.078
Dona Francisca*	1.485
Arturo Andreoli*	844
* Coligadas	

Instalações de Geração Hidrelétrica

A tabela seguinte apresenta algumas informações relativas às nossas principais usinas hidrelétricas em operação em 2021:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Garantia física ⁽¹⁾ (MW médio)	Entrada em Operação	Término da Concessão
Foz do Areia	1.676,0	603,3	1980	Dezembro de 2024
Segredo	1.260,0	578,5	1992	Setembro de 2032
Salto Caxias	1.240,0	605,6	1999	Março de 2033
Capivari Cachoeira ⁽²⁾	260,0	109,0	1970	Janeiro de 2053
Mauá	185,2 ⁽³⁾	100,8	2012	Mai de 2047
Baixo Iguaçu	105,06 ⁽⁴⁾	51,2	2019	Dezembro de 2049
Colíder	300,0	178,1	2019	Janeiro de 2046
Outras	132,5	77,1	N/A	N/A

⁽¹⁾ Valores usados para determinação de volumes comprometidos para venda.

⁽²⁾ Em 05 de janeiro de 2016, a Copel Geração e Transmissão assinou o contrato de concessão junto à ANEEL e continuará a operar e manter a usina até 2046.

⁽³⁾ Corresponde a 51% da capacidade instalada da usina (361 MW), pois operamos essa usina através de um consórcio.

⁽⁴⁾ Corresponde a 30% da capacidade instalada da usina (350,2 MW), proporcional a participação da Copel no empreendimento, pois operamos essa usina através de um consórcio.

Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia). A Usina Hidrelétrica de Foz do Areia está localizada no rio Iguaçu, aproximadamente 350 km a sudoeste a cidade de Curitiba. A concessão desta usina, originalmente outorgada à Copel GeT nos termos do Contrato de Concessão nº 045/1999, expiraria em maio de 2023. O prazo da concessão foi posteriormente alterado para 21 de dezembro de 2024, em decorrência das renegociações do GSF relativas ao mercado regulado e ao mercado livre. A partir daí, a Copel Get poderá solicitar a renovação da concessão por mais 30 anos, seja (i) por meio da alteração de determinados termos de concessão e inclusão no regime de cotas (Lei nº 12.783/2013) ou (ii) por meio da privatização da concessionária, através de licitação para venda do controle acionário da concessionária, em até 12 meses do término do prazo da concessão (Decreto Federal nº 9.271/2018, alterado pelo Decreto Federal Nº 10.893/2021).

Por meio de avaliação interna, concluímos que a venda do controle acionário da concessionária é mais vantajosa para nós do que a renovação mediante inclusão no regime de cotas. Também foi mais vantajosa do que a alternativa de não manifestar nenhum interesse na renovação, caso em que o governo faria uma licitação para uma nova concessão e correríamos o risco de perda da concessão sem contraprestação adicional. Nesse contexto, em 2020, a Copel GeT transferiu os ativos da concessão e da usina para uma sociedade de propósito específico, a SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (aprovado pela Resolução ANEEL nº 8.578/2020), e protocolou no Ministério de Minas e Energia sua manifestação de intenção de obter uma nova outorga de Concessão, por 30 (trinta) anos a partir de sua assinatura, associada à venda do controle da SPE FDA, nos termos do Decreto nº 9.271/2018 (alterado pelo Decreto nº 10.893/2021). Essa manifestação contém a ressalva de que a realização do leilão de privatização da SPE FDA somente ocorrerá após a Companhia ter conhecimento e avaliação das condições envolvidas na obtenção da outorga, especialmente aquelas relacionadas aos valores e condições de pagamento do bônus de outorga.

Em 04 de fevereiro de 2021, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 516/2021, que estabeleceu a garantia física da UHE Foz do Areia em 596,0 MW médios a vigorar para o novo contrato de concessão a ser outorgado. Em 8 de março de 2022, a ANEEL aprovou a minuta do novo contrato de concessão. A Copel aguarda as definições regulatórias finais do processo de venda do controle da SPE FDA.

Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo). A Usina Hidrelétrica de Segredo está localizada no rio Iguaçu, aproximadamente 370 km a sudoeste da cidade de Curitiba.

Governador José Richa (Salto Caxias). A Usina Hidrelétrica de Salto Caxias está localizada no rio Iguaçu, aproximadamente 600 km a sudoeste da cidade de Curitiba.

Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari Cachoeira). A Usina Hidrelétrica de Capivari-Cachoeira é a maior usina hidrelétrica subterrânea do sul do Brasil. O reservatório está localizado no rio Capivari, aproximadamente 50 km ao norte da cidade de Curitiba, e a usina está localizada no rio Cachoeira, aproximadamente 15 km do reservatório. Nosso antigo contrato de concessão para a Usina Capivari Cachoeira

expirou em 7 de julho de 2015. Embora a Copel Geração e Transmissão tenha optado por não renovar a concessão original referente à Lei de Renovação de Concessões de 2013, ela participou do novo processo de licitação e foi a vencedora. Em 5 de janeiro de 2016, a Copel GeT celebrou um contrato de concessão com a ANEEL, permitindo que ela continue a operar essa usina em um regime de operação e manutenção até 5 de janeiro de 2046. Pagamos um valor total de R\$574,8 milhões como bônus de outorga por essa concessão e recebemos receita anual de geração (RAG) no total de R\$144,1 milhões, referente ao período de 5 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2016. Essa RAG está sujeita ao ajuste tarifário anual. Em julho de 2017, a RAG foi ajustada para R\$114,1 milhões para o período de julho de 2017 a julho de 2018, de acordo com a Resolução da ANEEL 2.265/2017 e, em 2018, a RAG foi ajustada para R\$119,2 milhões para o período de julho de 2018 a julho de 2019, de acordo com a Resolução da ANEEL 2.421/2018. Em 2019, a RAG foi ajustada para R\$123,7 milhões para o período de julho de 2019 a junho de 2020, de acordo com a resolução da ANEEL 2.587/2019. Em 2020, a RAG foi ajustada para R\$ 127,9 milhões para o período de julho de 2020 a junho de 2021. Em 2021, a RAG foi ajustada para R\$ 139,7 milhões para o período de julho de 2021 a julho de 2022 nos termos da Resolução ANEEL nº 2.902/2021.

A Usina Capivari Cachoeira tem capacidade instalada de 260 MW e garantia física de 957,5 GWh/ano. Desde 1 de janeiro de 2017, 70% da energia gerada por essa usina tem sido alocada em cotas para o mercado regulado. A Copel GeT não arcará mais com o risco hidrológico da energia alocada em cotas de acordo com o MRE relacionado às cotas da Usina Capivari Cachoeira.

Mauá. A Usina Hidrelétrica Jayme Canet Júnior (Usina Hidrelétrica de Mauá) está localizada no rio Tibagi, no Paraná. Foi construída entre 2008 e 2012 pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, em que possuímos uma participação de 51,0% e a CGT Eletrosul detém os outros 49,0%. A usina está localizada aproximadamente a 250 km de Curitiba, no município de Telêmaco Borba.

Colíder. A Usina Hidrelétrica Colíder tem capacidade instalada de 300,0 MW e está localizada no rio Teles Pires, no estado do Mato Grosso, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba. Seu reservatório também afeta os municípios de Colíder e Cláudia. A construção da usina começou em 2011 e foi totalmente concluída em 2019. A primeira unidade geradora começou a operar comercialmente em 9 de março de 2019 e a última, em 21 de dezembro de 2019.

Baixo Iguaçu. A Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu tem potência instalada de 350,2 MW e está localizada no Rio Iguaçu, entre os municípios de Capanema, Capitão Leônidas Marques, Planalto, Realeza e Nova Prata do Iguaçu, no Paraná. A UHE Baixo Iguaçu é o último empreendimento energético de grande porte planejado para o rio Iguaçu e está localizada 30 km a jusante da UHE Governador José Richa - também conhecida como Salto Caxias, que é 100% da Copel. A usina foi construída por um consórcio em que a Copel GeT detém 30% de participação e a Geração Céu Azul S.A. detém os outros 70%. A usina entrou em operação plena em 10 de abril de 2019.

Bela Vista. A PCH Bela Vista tem 29,8 MW de capacidade instalada e 16,6 MW médios de garantia física e está em construção no rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do Estado do Paraná. O contrato de venda de energia entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2024, com prazo de 30 anos e estará sujeito a reajuste anual pelo IPCA. A construção desta unidade teve início no primeiro semestre de 2019 e a terceira unidade geradora entrou em operação em 12 de agosto de 2021, totalizando 29,3 MW em operação comercial (correspondendo a 98,3% da capacidade total da usina). A unidade restante com capacidade complementar de 0,5 MW está prevista para ser totalmente implantada em 2022. A Copel antecipou a operação comercial do empreendimento em quase dois anos e meio em relação ao início do prazo de fornecimento contratado, permitindo assim toda a energia produzida pela PCH Bela Vista até dezembro de 2023 para ser comercializada no Mercado Livre ("ACL").

Além de nossas unidades de geração, possuímos participações em várias outras empresas de geração hidrelétrica conforme detalhado a seguir. Entre 2004 e 2010, fomos obrigados por lei a deter maioria das ações com direito a voto de todas as companhias em que detínhamos participação. A partir de 2010, foi possível manter participações minoritárias em outras empresas. A tabela a seguir apresenta informações sobre as usinas de geração hidrelétrica em que possuíamos participação em 31 de dezembro de 2021:

Usina	Capacidade Instalada	Garantia física	Entrada em Operação	Nossa Participação	Vencimento da Concessão
	(MW)	(MW médio)		(%)	
Complexo Elejor (Santa Clara e Fundão)	246,41	137,9	Julho 2005 Junho 2006	70,0	Mai e Junho de 2040 Dezembro de 2032
Dona Francisca	125,0	75,9	Fevereiro 2001	23,0	Setembro de 2037
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	29,1	20,4	Outubro 2001	35,8	Agosto de 2032
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,4	Abril 2019	30,0	Novembro de 2049

Complexo Elejor. O Complexo Elejor abrange as usinas hidrelétricas de Santa Clara e Fundão, ambas localizadas no rio Jordão, no Estado do Paraná. A capacidade instalada total das unidades é de 246,41 MW, incluindo duas pequenas centrais hidrelétricas instaladas no mesmo local. A Elejor assinou o contrato de concessão de 35 anos para o complexo de Santa Clara e Fundão em outubro de 2001. Em 31 de dezembro de 2021, possuíamos 70,0% das ações ordinárias, e a Paineira Participações detinha os 30,0% restantes das ações ordinárias da Elejor. A Elejor é obrigada a fazer pagamentos mensais ao governo federal pelo uso de recursos hidrelétricos, os quais totalizaram R\$19,0 milhões em 2001. Esse valor é corrigido, anualmente pelo IGP-M.

Tínhamos um contrato de compra de energia com a Elejor que previa a compra de toda a energia produzida pelas usinas de Santa Clara e Fundão por uma tarifa fixa até abril de 2019, corrigida anualmente pelo IGP-M. Este contrato foi encerrado, sem renovação e a Elejor atualmente vende sua energia no Mercado Livre. Em 2021, a receita líquida e o prejuízo da Elejor foram de R\$ 171,3 milhões e R\$ 54,4 milhões, respectivamente, enquanto em 2020 sua receita líquida e prejuízo foram de R\$ 194,8 milhões e R\$ 29,4 milhões, respectivamente.

Dona Francisca. Possuímos participação de 23,03% das ações ordinárias da Dona Francisca Energética S.A. (“DFESA”). Os outros acionistas são a Gerdau S.A., com participação de 51,82%, a Celesc S.A., com participação de 23,03%, e a Statkraft S.A., com participação de 2,12%. A Usina Hidrelétrica DFESA está localizada no rio Jacuí, no Estado do Rio Grande do Sul, e iniciou suas operações em 2001. Em abril de 2015, assinamos um novo contrato de compra de energia com duração de 10 anos com a DFESA, avaliado em R\$17,0 milhões anualmente, segundo o qual a Copel adquire 23,03% da garantia física da DFESA (proporcional à participação da Copel). Em 2021, a receita líquida e o lucro líquido da DFESA foram de R\$ 66,8 milhões e R\$ 37,2 milhões, respectivamente, enquanto em 2020 sua receita líquida e lucro líquido foram de R\$ 70,3 milhões e R\$ 42,0 milhões, respectivamente.

PCH Arturo Andreoli (Usina Hidrelétrica de Foz do Chopim). A Usina Hidrelétrica de Foz do Chopim está localizada no rio Chopim, no Estado do Paraná. Possuímos 35,8% das ações ordinárias da Foz do Chopim Energética Ltda., a controladora da Usina Hidrelétrica da Foz do Chopim, e a Silea Participações Ltda. detém os 64,2% restantes. A operação e a manutenção da usina hidrelétrica Foz do Chopim é realizada pela Copel Geração e Transmissão S.A. através de contratos de fornecimento de energia executados a uma tarifa média de R\$220,07/MWh. A Foz do Chopim Energética Ltda. também tinha autorização para operar a PCH Bela Vista, uma usina hidrelétrica que se localiza no mesmo rio e tem capacidade semelhante. A Resolução Autorizativa nº 7802/2019 transferiu da Foz do Chopim Energética Ltda para a Bela Vista Geração de Energia S.A. (Bela Vista Geração) a autorização para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Bela Vista. Em 2021, a receita líquida e o lucro líquido da Foz do Chopim foram de R\$ 60,9 milhões e R\$ 46,4 milhões, respectivamente, enquanto em 2020 sua receita líquida e lucro líquido foram de R\$ 55,7 milhões e R\$ 26,9 milhões, respectivamente.

Instalações de Geração de Energia Eólica

Desde 2013, estamos expandindo nossa capacidade de geração de energia e diversificando nossa matriz de energia através do desenvolvimento de fontes de energia renovável, tal como a construção de parques eólicos no estado do Rio Grande do Norte. A tabela a seguir apresenta informações sobre nossas usinas eólicas operantes em 31 de dezembro de 2021:

Usina	Capacidade Instalada	Garantia física	Entrada em Operação	Vencimento da Concessão
	(MW)	(MW médios)		
São Bento Energia⁽¹⁾	94,0	38,1		
Boa Vista	14,0	5,2	Fevereiro 2015	Abril 2046
Olho d'Água	30,0	12,8	Fevereiro 2015	Maio 2046
São Bento do Norte	30,0	11,3	Fevereiro 2015	Maio 2046
Farol	20,0	8,8	Fevereiro 2015	Abril 2046
Palmas	2,5	0,4	Novembro 1999	Setembro 2029
Complexo Eólico Copel Brisa Potiguar⁽²⁾	183,6	89,4		
Asa Branca I	27,0	12,1	Agosto 2015	Abril 2046
Asa Branca II	27,0	11,9	Setembro 2015	Maio 2046
Asa Branca III	27,0	12,3	Setembro 2015	Maio 2046
Eurus IV	27,0	12,4	Agosto 2015	Abril 2046
Santa Maria	29,7	15,7	Abril 2015	Maio 2047
Santa Helena	29,7	16,0	Maio 2015	Abril 2047
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	Maio 2015	Abril 2047
Voltaia São Miguel do Gostoso I⁽³⁾	108,0	57,1		
Carnaúbas	27,0	13,1	Junho 2015	Abril 2047
Reduto	27,0	14,4	Junho 2015	Abril 2047
Santo Cristo	27,0	15,3	Junho 2015	Abril 2047
São João	27,0	14,3	Junho 2015	Março 2047
Cutia Empreendimentos Eólicos⁽⁴⁾	312,9	130,1		
Cutia				
Dreen Cutia	23,1	9,6	Dezembro 2018	Janeiro 2042
Dreen Guajiru	21,0	8,3	Dezembro 2018	Janeiro 2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	Dezembro 2018	Maio 2050
GE Jangada	27,3	10,3	Dezembro 2018	Janeiro 2042
GE Maria Helena	27,3	12,0	Dezembro 2018	Janeiro 2042
GE Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	Janeiro, 2019	Maio, 2050
Potiguar	27,3	11,5	Dezembro 2018	Maio 2050
Bento Miguel				
São Bento do Norte I	23,1	10,1	Janeiro 2019	Agosto 2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	Janeiro 2019	Agosto 2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	Abril 2019	Agosto 2050
São Miguel I	21,0	9,3	Fevereiro 2019	Agosto 2050
São Miguel II	21,0	9,1	Fevereiro 2019	Agosto 2050
São Miguel III	21,0	9,2	Fevereiro 2019	Agosto 2050
Complexo Vilas⁽⁴⁾	186,7	98,6		
Vila Maranhão I	31,95	17,8	Fevereiro 2021	Janeiro 2054
Vila Maranhão II	31,95	17,8	Março 2021	Janeiro 2054
Vila Maranhão III	31,95	16,6	Setembro 2020	Janeiro 2054
Vila Ceará I	31,95	17,8	Dezembro 2020	Janeiro 2054
Ventos de Vila Mato Grosso I	58,9	28,6	Junho 2021	Dezembro 2054

⁽¹⁾ Conforme Portaria nº 360, de 30 de setembro de 2020, os empreendimentos que integram o complexo eólico São Bento Energia tiveram suas garantias físicas alteradas a partir de 1º de janeiro de 2021, conforme segue: Boa Vista (de 6,3 MW a 5,2 MW), Olho d'Água (de 15,3 MW a 12,8 MW), São Bento do Norte (de 14,6 MW a 11,3 MW) e Farol (de 10,1 MW a 8,8 MW).

⁽²⁾ De acordo com a Portaria nº 360 de 30 de setembro de 2020, alguns dos empreendimentos que integram o complexo eólico da Copel Brisa Potiguar tiveram suas garantias físicas alteradas a partir de 1º de janeiro de 2021, conforme segue: Asa Branca I (de 14,2 MW a 12,1 MW), Asa Branca II (de 14,3 MW a 11,9 MW), Asa Branca III (de 14,5 MW a 12,3 MW) e Eurus IV (de 14,7 MW a 12,4 MW).

⁽³⁾ A Copel possui 49,0% de participação na Voltália São Miguel do Gostoso.

⁽⁴⁾ Em novembro de 2021, a Copel adquiriu as Operações do Complexo de Vilas.

São Bento Energia. Em 25 de fevereiro de 2015, os quatro parques eólicos (Boa vista, Olho d'Água, São Bento do Norte e Farol) incluídos no Complexo do Parque Eólico de São Bento, localizado no estado do Rio Grande do Norte iniciaram suas operações. Com capacidade instalada de 94 MW e garantia física de 38,1 MW médios. Em agosto de 2010, 43,7 MW médios foram vendidos para 15 concessionárias de distribuição em leilões públicos da ANEEL a um preço médio ponderado de R\$134,40/MWh (reajustado anualmente pelo IPCA). A energia gerada por esses parques eólicos foi vendida através de contratos a termo de 20 anos.

Complexo Eólico Copel Brisa Potiguar. Em 15 de setembro de 2015, a Copel concluiu a instalação do Complexo Eólico Brisa Potiguar com capacidade instalada de 183,6 MW e garantia física de 89,4 MW médios. A garantia física de 57,7 MW médios dos Parques Eólicos Asa Branca I, Asa Branca II, Asa Branca III e Eurus IV foi contratualmente comprometida para distribuidores de energia elétrica no leilão de energia alternativa realizado em agosto de 2010, com um preço médio ponderado de R\$135,40/MWh (ajustado anualmente pelo IPCA) e 40,7 MW médios dos Parques Eólicos Santa Helena, Santa Maria e Ventos de Santo Uriel foi contratualmente comprometida no 6º Leilão de Energia de Reserva em agosto de 2011, com um preço médio ponderado de R\$101,98/MWh (ajustado anualmente pelo IPCA). A energia a ser gerada foi vendida através de contratos com prazo de 20 anos e com pagamentos começando em abril de 2015.

Voltália São Miguel do Gostoso I. Em junho de 2014, negociamos com a Voltalia Energia do Brasil Ltda. (Voltalia) a aquisição de uma participação de 49% no Complexo de Parques Eólicos de São Miguel do Gostoso I, no estado do Rio Grande do Norte. O complexo de parques eólicos de São Miguel do Gostoso tem capacidade instalada de 108 MW e garantia física de 57,1 MW médio, e sua energia foi vendida no 4º Leilão de Energia de Reserva por um preço médio de R\$98,92/MWh por meio de contratos com vigência de 20 anos. Em abril de 2015, concluímos a construção desse complexo de parques eólicos, e, em julho e agosto de 2015, a ANEEL o classificou como pronto para operação comercial. Esse complexo de parques eólicos iniciou sua produção em junho de 2017, após a conclusão das instalações de transmissão adequadas.

Cutia. O maior empreendimento eólico da Copel, denominado Cutia Empreendimentos Eólicos, está dividido em dois grandes complexos que totalizam 312,9 MW de capacidade instalada: (a) Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com 180,6 MW de capacidade total instalada, 71,4 MW médios de garantia física e localizados no Estado do Rio Grande do Norte; (b) Complexo Bento Miguel, composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 58,7 MW médios de garantia física, localizados no Estado do Rio Grande do Norte, na mesma região de outros complexos de parques eólicos que pertencem à Copel. Em 31 de outubro de 2014, no 6º Leilão de Energia de Reserva, vendemos 71,2 MW médios do Complexo Cutia por R\$144,00/MWh (preço máximo do leilão). Além disso, no 20º Leilão de Nova Energia (A-5), realizado em 28 de novembro de 2014, vendemos 54,8 MW médios dos seis parques eólicos do Complexo Bento Miguel por R\$136,97/MWh, através de Contratos de Disponibilidade com um prazo de 20 anos.

Complexo Vilas. Em novembro de 2021, a Copel adquiriu 100% do Complexo Vilas, localizado no estado do Rio Grande do Norte, da Voltalia Energia do Brasil Ltda (“Voltalia”). O Complexo Vilas possui 186,7 MW de capacidade instalada e 98,6 MWm de garantia física de energia. O complexo Vilas vendeu 32,7 MW médios no 28º Leilão de Energia Nova ao preço de R\$ 93,00/MWh, com início de fornecimento em 2024, e 3,3 MW médios no 29º Leilão de Energia Nova ao preço de R\$ 79,92/MWh, com início de fornecimento em 2023. Os contratos de energia são válidos por 20 anos. O Complexo Vilas está em pleno funcionamento.

Instalações de Geração Termelétrica

A tabela a seguir apresenta informações sobre as usinas termelétricas em operação em 31 de dezembro de 2021:

Usina	Capacidade instalada	Garantia Física	Entrada em operação	Nossa Participação	Vencimento da Concessão/Autorização
	(MW)	(MW médio)		(%)	
UTE Araucária	484,2	267,0 ⁽¹⁾	Setembro 2002	81,2 ⁽²⁾	Dezembro 2029
UTE Figueira	20,0	10,3	Abril 1963	100,0	Março 2019 ⁽³⁾

⁽¹⁾ A garantia física anual de usinas termelétricas como Araucária varia dependendo do preço do gás natural, conforme critérios estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia.

⁽²⁾ Copel 20,3% e Copel GeT 60,9%.

⁽³⁾ Atualmente, aguardamos que o Poder Concedente altere nosso contrato de concessão com relação à UTE Figueira, estendendo a concessão da usina termelétrica por mais 20 anos, conforme a Lei de Extensão de Concessão de 2013.

Araucária. Possuímos participação de 81,2% na UEG Araucária Ltda., que detém a Usina Termelétrica Araucária, uma usina termelétrica a gás natural de ciclo combinado, uma das mais eficientes do Brasil, com 484,2 MW de capacidade instalada, localizada no estado do Paraná.

A UEG Araucária possui contrato de fornecimento de gás com a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras, válido até 31 de dezembro de 2022, que prevê a entrega de até 2.150.000 metros cúbicos de gás natural por dia, sem cláusula de take-or-pay. Com isso, a UTE Araucária pode permanecer à disposição do Sistema Interligado Nacional - SIN e, portanto, ser despachada a critério do ONS. Como a UEG Araucária não possui Contratos de Comercialização de Energia vigentes, seja no Ambiente de Contratação Regulada - ACL, nem no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a energia produzida pela usina, quando despachada pelo ONS, é liquidada no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

Desde 8 de março de 2020, como parte das medidas excepcionais adotadas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) para recuperação de reservatórios hidrelétricos na região sul do país, a UTE Araucária pôde ser despachada pelo ONS com preço de energia baseado sobre o Custo Variável Unitário - CVU, homologado pela ANEEL. Durante os anos de 2020 e 2021, Portarias do MME autorizaram, em caráter excepcional e temporário, a aplicação de um CVU que remunerava não somente os custos variáveis, mas também os custos fixos da usina. Com a inclusão de custos fixos no CVU da usina, a UTE Araucária encerrou aqueles anos com seus custos fixos e variáveis devidamente remunerados.

A UEG Araucária também assinou um aditivo ao contrato de Transferência de Créditos de Energia com a Petrobras, com a mesma duração do contrato de fornecimento de gás, que permite que a usina seja acionada a pedido do fornecedor de gás, semanalmente. Nesse contexto, a energia produzida não é precificada pelo CVU, mas pelo valor acordado entre as partes, levando em consideração, entre outros fatores, as oportunidades de mercado e as margens consideradas adequadas para a operação da usina recuperar parte de seus custos fixos.

Figueira. A Usina Figueira está localizada na cidade de Figueira, no nordeste do Estado do Paraná (onde a principal bacia de carvão do Paraná está localizada). A Usina Figueira está atualmente no processo de modernização, que consiste em substituir o equipamento. Este processo visa tornar essa usina mais eficiente, reduzir as emissões de gases e partículas resultantes da queima do carvão e cumprir a legislação ambiental aplicável. Após a modernização, a usina terá a capacidade instalada de 20 MW com apenas uma unidade geradora e a garantia física de 17,7 MW, para que esteja em conformidade com a Resolução Normativa nº 801/2017, que define uma eficiência mínima de 25% para instalações com capacidade instalada até 50 MW.

Expansão e Manutenção da Capacidade Geradora

Esperamos investir R\$ 237,3 milhões em 2022 para expandir e manter nossa capacidade de geração, incluindo a participação em novos negócios, dos quais R\$ 156,4 milhões serão investidos no parque eólico Jandaíra, R\$ 27,9 milhões serão investidos em hidrelétricas e R\$ 22,6 milhões serão investidos em nossos parques eólicos. O valor restante será gasto em pequenas centrais hidrelétricas e outros projetos.

Projetos de Parques Eólicos

A tabela a seguir apresenta informações sobre nossos projetos de parques eólicos, que atualmente se referem ao Complexo Eólico Jandaíra. Em outubro de 2019, a Copel GeT e sua subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos ingressaram no Leilão de Energia Nova A-6 ANEEL e venderam 14,4 MW médios

do parque eólico de Jandaíra por R\$98,00 MW/h. Esperamos investir R\$ 411,6 milhões neste novo parque eólico, com capacidade instalada equivalente a 90,1 MW e garantia física equivalente a 47,6 MW médios. O Complexo Eólico Jandaíra será construído no estado do Rio Grande do Norte e, como outros ativos eólicos da Copel estão localizados na mesma região, acreditamos que esse projeto possa se beneficiar de sinergias operacionais relacionadas aos nossos projetos já em operação.

A quantidade de energia vendida em outubro de 2019 corresponde a 30% da garantia física do projeto. De acordo com o contrato de compra e venda de energia firmado em conexão com o acima exposto, essa quantidade de energia será fornecida a partir de 1º de janeiro de 2025, este contrato estará em vigor por 20 anos e os preços serão ajustados de acordo com o IPCA. A energia adicional gerada pelo parque eólico de Jandaíra será negociada no Mercado Livre.

Parque Eólico	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Custo de conclusão orçado (R\$milhões)	Início de operação comercial ⁽¹⁾	Nossa Participação (%)	Vencimento da concessão
Complexo Eólico Jandaíra	90,1	46,9	411,6	1º Janeiro 2025	100,0	Abril 2055
Jandaíra I	10,4	5,6	-	-	100,0	Abril 2055
Jandaíra II	24,3	12,3	-	-	100,0	Abril 2055
Jandaíra III	27,7	14,8	-	-	100,0	Abril 2055
Jandaíra IV	27,7	14,2	-	-	100,0	Abril 2055

(1) A operação comercial de cada parque eólico começará a partir de maio de 2022, de forma escalonada. Esperamos o início do fornecimento dos contratos de ambiente regulado para 1º de janeiro de 2025.

Em 30 de novembro de 2021, foi concluída a aquisição do Complexo Vilas. Complexo Vilas possui 186,7 MW de capacidade instalada e está localizado no município de Serra do Mel, Rio Grande do Norte:

Parque Eólico	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Custo de conclusão orçado (R\$milhões)	Início de operação comercial	Nossa Participação (%)	Vencimento da concessão
Complexo Vilas	186,7	98,6	1049		100,0	
Vila Maranhão I	31,95	17,8	-	Fev, 2021	100	Jan 2054
Vila Maranhão II	31,95	17,8	-	Mar, 2021	100	Jan 2054
Vila Maranhão III	31,95	16,8	-	Set 2020	100	Jan 2054
Vila Ceará I	31,95	17,8	-	Dez, 2020	100	Jan 2054
Ventos de Vila Mato Grosso I	58,9	28,4	-	Jun, 2021	100	Dez 2054

Projetos de Desenvolvimento

Estamos participando de várias iniciativas para o estudo da viabilidade técnica, econômica e ambiental de alguns projetos de geração hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica.

Estamos envolvidos em várias iniciativas para o estudo da viabilidade técnica, econômica e ambiental de alguns projetos de geração hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica.

Em 2021, aprimoramos nossa governança em relação ao desenvolvimento de projetos com a implantação de um Comitê de Investimento e Inovação, como órgão de assessoramento do Conselho de Administração, e com a aprovação de nossa Política de Investimentos, que estabelece os critérios de seleção, priorização, avaliação, aprovação e acompanhamento dos investimentos.

A tabela a seguir apresenta informações a respeito desses projetos de geração propostos considerados viáveis sob uma perspectiva técnica, econômica, social, ambiental e territorial, de acordo com os estudos acima mencionados.

Projetos Propostos ⁽¹⁾	Capacidade Instalada	Garantia física Estimada	Nossa Participação
	Estimada		
	(MW)	(MW médio)	(%)
UHE São Jerônimo	330,0	178,1	41,2
Parque eólico Complexo Alto Oriente	62,4	29,9	100,0
UHE Salto Grande	49,0	25,3	100,0
PCH Salto Alemã	29,8	18,4	19,0
TOTAL	471,2	251,7	-

⁽¹⁾ Não incluídos outros projetos da Copel cuja viabilidade técnica, econômica, social, ambiental e fundiária esteja sendo analisada.

A Copel é membro do Consórcio Geração Luz Paranaense - CGLP, que recebeu direitos de exploração relacionados aos seguintes projetos: (i) PCH Foz do Curucaca; (ii) PCH Salto Alemã; (iii) PCH Alto Chopim e (iv) PCH Rancho Grande. Depois de ter obtido a autorização aplicável da ANEEL e ter avaliado o potencial hidráulico de cada projeto, o consórcio decidiu por continuar os estudos somente com a PCH Salto Alemã e a PCH Foz do Curucaca e devolver os direitos de exploração dos projetos PCH Alto Chopim e PCH Rancho Grande à ANEEL. O projeto básico da PCH Salto Alemã já havia sido aprovado pela ANEEL em 2017 e os estudos ambientais relacionados a esse projeto foram registrados no órgão competente (IAT - Instituto Água e Terra do Paraná) para análise. Desde 2018, a COPEL detém os direitos da UHE Salto Grande, localizada no rio Chopim, no estado do Paraná. Os estudos ambientais relacionados a este projeto foram registrados no IAT para análise em fevereiro de 2020 e o projeto básico foi aprovado pela ANEEL em novembro de 2020.

Quanto aos leilões de energia previstos para 2022 no Brasil, pretendemos licitar concessões para construir e operar novas usinas hidrelétricas e solares fotovoltaicas ou parques eólicos em leilões de energia no mercado regulado para novos projetos de geração. Estamos estudando a viabilidade de nossa participação nos projetos hidrelétricos, eólicos e solares fotovoltaicos previstos para serem listados nos leilões de 2022 ou vender a energia no mercado livre. Também faremos estudos de novas usinas hidrelétricas. Por exemplo, firmamos parceria com BE - Empresa de Estudos Energéticos S.A., Minas PCH S.A. e SILEA Participações Ltda. desenvolver estudos na região do baixo rio Chopim, o que poderá levar ao desenvolvimento de outros 4 (quatro) empreendimentos hidrelétricos. Também estamos conduzindo estudos relacionados a futuros leilões de parques eólicos, usinas solares fotovoltaicas e hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas (gás) dos quais poderemos eventualmente participar.

Outros projetos de energia renovável em estudo ou desenvolvimento incluem o uso de resíduos sólidos urbanos na geração de energia e energia termossolar. Por exemplo, desde 2017, a Copel realiza medições solarimétricas em duas estações solarimétricas localizadas em áreas arrendadas pela Copel Brisa Potiguar. O desenvolvimento de projetos de energia solar nessas áreas ainda está em análise e os respectivos estudos deverão estar concluídos para poder submeter tais projetos aos leilões de energia em 2021.

Também estamos desenvolvendo estudos para implantação/aquisição de projetos relacionados à Geração Distribuição, Eficiência Energética, Biomassa, Biogás e Gás Natural. Além dos projetos de geração de energia, também estão sendo estudadas oportunidades de investimento em novos ativos de transmissão de energia cuja concessão será licitada pelo Poder Concedente ou ativos existentes que tenham sinergia com nosso portfólio atual.

Com relação à inovação, em 2021, lançamos o nosso programa de Inovação Aberta (“Copel Volt”). A Copel Volt agrega um componente de negócios à nossa visão estratégica com o objetivo de nos aproximar do ecossistema de startups, mediante a melhoria dos processos internos e o desenvolvimento de novos negócios e serviços. Atualmente, estamos desenvolvendo cinco iniciativas de protótipos.

Transmissão e Distribuição

Geral

A energia elétrica é transferida das usinas para os clientes através de sistemas de transmissão e distribuição. Transmissão é a transferência de grandes volumes de energia elétrica das instalações geradoras aos sistemas de distribuição por meio do Sistema Interligado de Transmissão, em tensões iguais ou superiores a 230 kV. Distribuição é a transferência de energia elétrica aos consumidores finais, em tensões iguais ou inferiores a 138 kV. A tabela seguinte apresenta informações relativas às nossas redes de transmissão e distribuição nas datas indicadas.

	2021	2020	2019
Linhas de transmissão (km):			
230 kV e 500 kV	3.630,8	3.443,0	3.127,6
138 kV	7,2	7,2	7,2
Linhas de distribuição (km):			
230 kV ⁽¹⁾	-	-	-
138 kV	6.513,5	6.457,0	6.506,7
69 kV	755,4	755,0	755,6
34,5 kV	87.744,0	86.489,0	85.734,5
13,8 kV	109.943,8	108.384,0	106.955,7
Capacidade de transformação (MVA):			
Subestações de transmissão e distribuição (69 kV – 500 kV) ⁽²⁾	25.032,1	23.918,2	23.860,2
Subestações elevadoras de geração	6.691,0	6.691,0	6.691,0
Subestações de distribuição (34,5 kV)	1.624,5	1.594,2	1.545,8
Transformadores de distribuição	14.621,8	14.180,8	13.800,9
Perdas totais de energia ^{(3) (4)}	7,7%	7,8%	7,0%

⁽¹⁾ Devido a melhorias nos sistemas de registro e controle utilizados pela Copel Distribuição para classificar e registrar suas linhas de transmissão, as linhas foram classificadas de acordo com sua tensão de isolamento e não de acordo com sua estrutura e componentes isolados. Consequentemente, todas as linhas anteriormente registradas pela Copel Distribuição foram reclassificadas e não há mais linhas classificadas em 230 kV.

⁽²⁾ Esse número inclui transformadores de tensão primária de 69 kV e 138 kV, que pertencem à Copel Distribuição mas foram instalados em subestações de 230 kV e 525 kV, que pertencem à Copel Geração e Transmissão.

⁽³⁾ Percentual de perdas na energia injetada no distribuidor (perdas técnicas e não técnicas de energia injetada). Não considera perdas na rede básica.

⁽⁴⁾ Observamos que os percentuais mensurados até 2016 e reportados em relatórios anteriores da Companhia refletem os valores de perdas físicas (técnicas), perdas comerciais (não técnicas) e perdas na rede básica (alocação de acordos no centro de gravidade do submercado) da Copel Distribuição, bem como as perdas relacionadas à alocação de contratos da Copel GeT. Esses percentuais foram calculados considerando o total de contratos de compra e venda de energia celebrados pela Copel Distribuição e pela Copel GeT. Para melhor representação e comparação do percentual de perdas, considerou-se o percentual obtido pela divisão do total de perdas técnicas e não técnicas pela energia injetada na rede da Copel Distribuição. Esse percentual pode ser comparado a outras empresas e tem um significado físico mais preciso, uma vez que utiliza a base de dados de dados medidos e não a informação retirada dos acordos do período em análise.

Transmissão

Nosso sistema de transmissão abrange todos os nossos ativos de 230 kV ou voltagem superior e uma pequena parcela dos ativos de 69 kV e 138 kV, que são usados para transmitir a energia que geramos e a energia que recebemos de outras fontes. Além de usar as linhas de transmissão para fornecer energia a clientes no Estado do Paraná, transmitimos energia através do Sistema Interligado de Transmissão. Duas companhias pertencentes ao Governo Federal, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – CGT Eletrosul e Furnas, também mantêm sistemas de transmissão significativos no Estado do Paraná. Furnas é responsável pela transmissão de energia elétrica de Itaipu, enquanto o sistema de transmissão da CGT Eletrosul interliga os Estados do Sul do Brasil. A Copel, assim como todas as outras companhias que possuem instalações de transmissão, é obrigada a permitir que terceiros utilizem suas instalações de transmissão em troca de pagamento em nível estabelecido pela ANEEL. Atualmente, realizamos a operação e a manutenção de 3.638 km de linhas de transmissão, quarenta e três (43) subestações no Estado do Paraná e duas (2) subestações no estado de São Paulo. Além disso, temos participação com outras empresas para operar 5.978 km de linhas de transmissão e oito (8) subestações através de sociedades com propósito específico (SPEs).

A tabela abaixo apresenta informações sobre nossos ativos de transmissão em operação:

Subsidiária / SPE	Linhas de Transmissão	Extensão LT (km)	No. de Subestações	Término da Concessão	Participação	RAP ¹ (R\$ milhões)
COPEL GeT	Principal Concessão de Transmissão ⁽¹⁾	2.063	35	Janeiro 2043	100%	459,4
COPEL GeT	LT Bateias - Jaguariaiva	138	-	Agosto 2031	100%	15,9
COPEL GeT	LT Bateias - Pilarzinho	32	-	Março 2038	100%	1,2
COPEL GeT	LT Foz - Cascavel Oeste	117	-	Novembro 2039	100%	13,8
COPEL GeT	Subestação Cerquilha III	-	1	Outubro 2040	100%	6,0
COPEL GeT	LT Londrina – Figueira Foz do Chopim – Salto Osório	102	-	Agosto 2042	100%	6,7
COPEL GeT	LT Assis – Paraguaçu Paulista Subestação Paraguaçu Paulista II	83	1	Fevereiro 2043	100%	10,5
COPEL GeT	Subestação Curitiba Norte	31	1	Janeiro 2044	100%	11,1
COPEL GeT	LT Bateias – Curitiba Norte	52	1	Setembro 2044	100%	11,2
COPEL GeT	Subestação Realeza Sul	52	1	Setembro 2044	100%	23,3
COPEL GeT	LT Foz do Chopim- Realeza Sul	122	-	Setembro 2044	100%	23,3
COPEL GeT	LT Assis – Londrina	122	-	Setembro 2044	100%	23,3
COPEL GeT	LT Araraquara II – Taubaté	334	-	Outubro 2040	100%	37,5
COPEL GeT	LT Baixo Iguaçú – Realeza	254	4	Abril 2046	100%	133,3
	LT Baixo Iguaçú – Cascavel Oeste					
	LT Curitiba Centro – Uberaba					
	LT Curitiba Leste – Blumenau					
	SE Medianeira Norte					
	SE Curitiba Centro					
	SE Andirá Leste					
	SE Baixo Iguaçú					
Uirapuru (Copel GeT – 100%)	LT Ivaiporã - Londrina	122	-	Março 2035	100%	26,0
Costa Oeste (Copel GeT – 100%) ⁽²⁾	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte	159	1	Janeiro 2042	100%	14,8
	LT Cascavel Norte - Umuarama Sul					
Marumbi (Copel GeT – 100%) ⁽²⁾	LT Curitiba – Curitiba Leste	29	1	Mai 2042	100%	21,5
Subtotal Copel GeT		3.638	45			792,2
Caiuá Transmissora	LT Guaíba - Umuarama Sul					12,8
	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste	142	2	Mai 2042	49% ⁽³⁾	
	SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte					
Integração Maranhense	LT Açailândia-Miranda II	365	-	Mai 2042	49% ⁽³⁾	19,3
Matrinchã	LT Paranaíba - Ribeirãozinho	2.033	4	Mai 2042	49% ⁽³⁾	115,4
Guaraciaba	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	930	1	Mai 2042	49% ⁽³⁾	52,3
Paranaíba	LT Barreiras II - Pirapora II	967	-	Mai 2043	24,5% ⁽³⁾	38,3
Cantareira	LT Estreito – Fernão Dias	656	-	Setembro 2044	49% ⁽³⁾	58,6
Mata de Santa Genebra ⁽⁴⁾	LT Araraquara II – Atatiba					131,3
	LT Araraquara II – Fernão Dias	885	1		50,1% ⁽³⁾	
	LT Bateias - Atatiba					
Subtotal SPEs		5.978	8			427,9
Total		9.616	53			1.220,1

⁽¹⁾ Nossas principais concessões de transmissão abrangem várias linhas de transmissão.

⁽²⁾ Em março de 2019, a Copel GeT assinou contrato de compra e venda de ações com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A.e a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistencial Social – Elos para transferência de 100% das ações da SPE Uirapuru Transmissora de energia S.A.. Em 28 de junho de de 2019 a Copel GeT assumiu o controle da companhia.

⁽³⁾ Refere-se à participação detida pela Copel Geração e Transmissão.

⁽⁴⁾ Considera circuitos duplos.

Expansão e Manutenção de Instalações de Transmissão

A construção de novos ativos de transmissão de 230 kV e superiores deve ser concedida por meio de

licitação ou autorizada pela ANEEL. Estamos autorizados pela ANEEL a efetuar pequenas melhorias em algumas das instalações existentes de 230 kV e 500 kV.

Em novembro de 2013, a SPE Mata de Santa Genebra Transmissora, uma parceria estratégica entre a Copel (50,1%) e Furnas (49,9%), conquistou o direito de construir e operar 847 km de linhas de transmissão e três subestações nos Estados do Paraná e São Paulo. O cronograma de construção do empreendimento Mata de Santa Genebra foi afetado por sucessivos atos de vandalismo, que resultaram no desabamento de torres e furto de cabos de alumínio em linhas de transmissão já instaladas e comissionadas, em diferentes trechos do empreendimento. Em 11 de novembro de 2020, entrou em operação comercial a LT 440 kV Fernão Dias / Taubaté, último ativo do projeto SPC Mata de Santa Genebra. Com a conclusão dessas etapas, o SPC Mata de Santa Genebra entrou em operação plena. O projeto tem uma RAP de R\$ 262,0 milhões, dos quais R\$ 131,2 milhões são relativos à participação da Copel.

Em novembro de 2015, a Copel GeT venceu o leilão público da ANEEL nº 005/2015 para a construção e operação de 188 km de linhas de transmissão nos Estados do Paraná e Santa Catarina, e três (3) subestações no Estado do Paraná, com um total capacidade de 900 MVA. Com uma RAP de R\$ 133,3 milhões, o contrato de concessão correspondente foi assinado em abril de 2016, e a unidade remanescente que ainda se encontrava em construção, a linha de transmissão Curitiba Leste - Blumenau, entrou em operação em 1º de abril de 2021. Essa unidade tem uma RAP de R\$ 42,6 milhões aprovada para o ciclo de reajuste tarifário 2021-2022.

Distribuição

Nosso sistema de distribuição consiste de ampla rede de linhas aéreas e subestações com tensões de até 138 kV. Energia elétrica em tensão mais alta é fornecida a consumidores industriais e comerciais maiores, e energia elétrica em tensão mais baixa é fornecida a consumidores residenciais, pequenos consumidores industriais, consumidores comerciais e outros. Em 31 de dezembro de 2021, fornecíamos energia elétrica a uma área geográfica que abrangia 97% do Paraná e atendíamos a mais de 4,9 milhões de consumidores.

Nossa rede de distribuição inclui 204.957 km de linhas de distribuição, 54.124 transformadores de distribuição e 235 subestações de distribuição de 34,5 kV, 36 subestações de 69 kV e 113 subestações de 138 kV. Durante 2021, 90.756 novos clientes cativos foram conectados à nossa rede, incluindo clientes conectados por meio de programas de eletrificação rural e urbana. Continuamos a implementar linhas de distribuição de projeto de rede compacta em áreas urbanas com grande concentração de árvores nas proximidades da rede de distribuição.

Temos quatro (4) consumidores cativos que são fornecidos diretamente com energia em alta tensão (69 kV e acima) por meio de conexões com nossas linhas de distribuição. O volume de energia comercializada para esses clientes foi de 35.139MWh em 2021. Também somos responsáveis por expandir a rede de distribuição de 138 kV e 69 kV em nossa área de concessão para atender qualquer crescimento futuro de demanda.

Em 16 de outubro de 2019, a Copel Distribuição lançou um programa para modernizar sua rede de distribuição, denominado “Programa de Transformação”. O Programa de Transformação é composto por três projetos: “Confiabilidade Total”, “Paraná Trifásico” e “Smart Grid Copel”. O objetivo é melhorar a infraestrutura, principalmente nas áreas rurais, para melhorar a qualidade do fornecimento de energia e reduzir o período de restauração em caso de falta de energia. Com investimentos de até R\$ 3,9 bilhões até 2025, que comporão a Base de Remuneração Regulatória, o Programa de Transformação envolve a construção de aproximadamente 25.000 quilômetros de redes de energia, 15.000 novas conexões de energia automatizadas e a instalação de tecnologia de rede inteligente no Estado do Paraná. O Projeto Smart Grid trata da implantação de uma rede de comunicação para equipamentos de automação da distribuição e para medidores inteligentes. Além disso, estão incluídos neste projeto sistemas informatizados para uma gestão eficiente desta rede de comunicação.

Desempenho do Sistema de Distribuição

As perdas totais são normalmente divididas em componentes técnico e não técnico. As perdas técnicas são inerentes ao transporte de energia elétrica e consistem principalmente em dissipação de energia na rede de

linhas. Perdas não técnicas (ou comerciais) são causadas por ações externas ao sistema de energia (por exemplo, roubo de energia elétrica). Uma vez que as perdas totais compreendem tanto parcelas técnicas como não técnicas, este último é facilmente calculado como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas estimadas inerentes ao sistema.

As perdas totais em nosso sistema de distribuição estão segmentadas entre (i) perdas na rede básica (tensão igual ou superior a 230kv), externas à nossa rede de distribuição e com uma causa técnica, e (ii) perdas na rede de distribuição (internas à nossa rede de distribuição), que geralmente são causados tanto por razões técnicas e quanto não técnicas. As perdas na rede básica são calculadas mensalmente pelo CCEE como a diferença entre a geração total e a energia efetivamente entregue às redes de distribuição. As perdas totais de nossa rede de distribuição são calculadas como a diferença entre a energia alocada ao sistema e a energia fornecida aos clientes. Nossas perdas totais de distribuição de energia (incluindo o sistema de transmissão, perdas técnicas e comerciais) totalizaram 9,2% do total de energia disponível em 2021, sendo (i) 1,5% referente a perdas na rede básica, (ii) 5,8% das perdas técnicas e (iii) 1,9% das perdas não técnicas.

A ANEEL garante a transferência de todas as perdas de energia para os Consumidores Finais quando as perdas reais são inferiores às perdas regulatórias. O cálculo é feito dentro do período regulatório, que é diferente do ano civil, e assim saberemos o resultado apenas no próximo reajuste tarifário, em junho de 2022. Mas a nossa simulação indica que no ano civil, de janeiro a dezembro de 2022, teremos todas as perdas transferidas para os Consumidores Finais.

Além disso, a ANEEL exige que as distribuidoras observem certas normas de "continuidade do fornecimento de energia", ou seja, (i) a duração das interrupções por cliente por ano ou DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e (ii) a frequência de interrupções por cliente por ano ou FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. As informações relativas à duração e à frequência das paralisações para nossos clientes são apresentadas no quadro a seguir para os anos indicados.

Qualidade do indicador de fornecimento	2021	2020	2019	2018	2017
DEC – Duração de interrupções por consumidor- por ano (em horas)	07h13min	07h50min	09h07min	10h19min	10h28min
FEC – Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções)	4,83	5,61	6,02	6,22	6,83

Nós cumprimos os indicadores de qualidade definidos pela ANEEL para 2021, que penaliza a falta de energia além do número médio de horas por cliente, em cada caso calculados numa base anual. Esses limites variam de acordo com a região geográfica, e o limite médio estabelecido pela ANEEL para a nossa empresa de distribuição foi de 9 horas e 17 minutos de interrupções por cliente por ano, um total de 6,84 interrupções por cliente por ano. O não cumprimento desses padrões predeterminados em relação a um consumidor final resulta na redução do valor que podemos cobrar de tais consumidor final em períodos futuros.

Além disso, os indicadores de meta de qualidade são considerados pela ANEEL durante procedimentos de renovação da concessão de distribuição e também influenciam o cálculo da ANEEL referente aos nossos ajustes tarifários. Para obter mais informações, consulte “Concessões de Distribuição” e “Tarifas de Distribuição”.

Compras para o Mercado Cativo

A tabela a seguir contém informações sobre os volumes, os custos e as tarifas médias das principais fontes de energia elétrica que adquirimos nos últimos três anos.

Fonte	2021	2020	2019
Itaipu			
Volume (GWh)	5.435	5.498	5.533
Custo (milhões de R\$)	1.787,7	1.766,1	1.317,0
Tarifa média (R\$/MWh)	328,81	321,23	238,00

Angra			
Volume (GWh)	976	968	979
Custo (milhões de R\$)	224,7	269,0	248,0
Tarifa média (R\$/MWh)	230,23	277,89	253,00
CCGF			
Volume (GWh)	5.916	6.136	6.274
Custo (milhões de R\$)	686,3	673,0	642,0
Tarifa média (R\$/MWh)	116,01	109,68	102,32
Leilões no mercado regulado			
Volume (GWh) ⁽¹⁾	12.369	11.733	12.515
Custo (milhões de R\$) ⁽²⁾	3.194,0	2.207,0	2.257,0
Tarifa média (R\$/MWh)	258,24	188,08	180,34

⁽¹⁾ Os números não incluem as atribuições relacionadas ao MCS-D-EN e MVE.

⁽²⁾ Os números não incluem energia de curto prazo adquirida na CCCE.

Itaipu

Adquirimos 5.435 GWh de energia elétrica de Itaipu em 2021, o que constituiu 10,1% de nossa disponibilidade total de energia elétrica em 2021 e 21,4% da disponibilidade de energia elétrica da Copel Distribuição em 2021. Nossas compras representaram aproximadamente 8,2% da produção total de Itaipu. As concessionárias de distribuição que operam mediante concessões nas regiões centro-oeste, sul e sudeste do Brasil são obrigadas por lei a adquirir a porção brasileira da energia gerada por Itaipu proporcionalmente ao volume de energia elétrica que elas fornecem aos clientes. As tarifas pelas quais essas companhias são obrigadas a comprar energia de Itaipu são fixadas para cobrir as despesas operacionais de Itaipu e o pagamento do principal e juros dos empréstimos de Itaipu em dólares americanos, assim como o custo de transmissão até suas áreas de concessão. Essas tarifas são expressas em dólares americanos e foram fixadas em US\$ 24,73/kW em 2022.

Em 2021, pagamos uma tarifa média de R\$ 328,81/MWh pela energia de Itaipu, comparado a R\$ 321,23/MWh em 2020. Esses valores não incluem a tarifa de transmissão que as distribuidoras devem pagar pela transmissão de energia de Itaipu.

ANGRA

Devido ao fato de a Eletronuclear ter renovado a concessão de geração da Angra de acordo com a Lei sobre Prorrogação de Concessões de 2013 - Lei nº 12.783/2013, a energia gerada pela Angra não é mais vendida no mercado regulado. De acordo com essa Lei, a energia é alocada para as distribuidoras de acordo com o sistema de cotas estabelecido pela Lei nº 12.783/2013. Para obter mais informações, consulte o “Item 4. Informações Sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”. Como resultado, a Copel Distribuição foi legalmente obrigada a comprar 976 GWh da Usina de Angra em 2021, 968 GWh em 2020 e 979 GWh em 2019.

Contrato de Cotas de Garantia Física – CCGF

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, algumas concessionárias de geração renovaram seus contratos de geração e, deste modo, não vendem mais a energia produzida por essas unidades de geração em leilões no mercado regulado. Essa energia é alocada para companhias de distribuição de acordo com o sistema de cotas estabelecido pela Lei nº 12.783/2013. Para mais informações, vide “Item 4. Informações Sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”. A Copel Distribuição é obrigada a adquirir energia dessas concessionárias de geração que renovaram as concessões de geração de acordo com o sistema de cotas. A Copel Distribuição adquiriu 5.916 GWh em contratos de CCGF em 2021, 6.136 GWh em 2020, 6.274 GWh em 2019.

Leilões no Mercado Regulado

Em 2021, adquirimos 12.369 GWh de energia termelétrica e hidrelétrica por meio de leilões no mercado regulado. Essa energia representa 48,8% da energia elétrica comprada pela Copel Distribuição. Para mais informações sobre o mercado regulado e o mercado livre, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”.

Vendas a Consumidores Cativos

Em 2021, fornecemos aproximadamente 95,8% da energia distribuída diretamente a consumidores cativos no Paraná. Nossa área de concessão inclui quase 4,9 milhões de clientes localizados no Paraná e em um município do Estado de Santa Catarina, localizado ao sul do Paraná. Em 2021, o consumo total de energia de nossos consumidores cativos foi de 19.312 GWh, um aumento de 0,7% contra os 19.180 GWh em 2020.

Categoria de compradores	2021	2020	2019
	GWh		
Consumidores Industriais	2.275	2.314	2.648
Residencial	8.068	7.910	7.499
Comercial	4.149	4.172	4.730
Rural	2.461	2.451	2.361
Outros ⁽¹⁾	2.359	2.333	2.546
Total⁽²⁾	19.312	19.180	19.784

⁽¹⁾ Inclui serviços públicos como iluminação pública, fornecimento a municípios e outros órgãos governamentais e nosso consumo próprio.

⁽²⁾ Não inclui perdas.

Vendas a Consumidores Livres

Atuamos no Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia por meio das subsidiárias integrais Copel Geração e Transmissão e Copel Comercialização. Em 31 de dezembro de 2021, atendíamos 1.380 consumidores livres, dos quais 1.363 pela Copel Comercialização e 17 pela Copel GeT, representando aproximadamente 8,0% de nossas receitas operacionais consolidadas e aproximadamente 14,6% do total de nossa energia elétrica comercializada. Durante 2021, o total do consumo de energia de nossos consumidores livres foi 9.537 GWh, 19,4% maior do que o consumo de 7.989 GWh de 2020.

Categoria de compradores	2021	2020	2019
	GWh		
Consumidores Industriais	8.176	7.308	6.352
Comercial	1.360	680	508
Total	9.537	7.989	6.860

A tabela seguinte apresenta o número de Consumidores Finais da Copel, considerando cativos e livres, em cada categoria em 31 de dezembro de 2021.

Categoria	Número de Consumidores Finais
Industrial	71.651
Residencial	4.038.454
Comercial	423.812
Rural	342.465
Outras ⁽¹⁾	52.544
Total	4.928.926

⁽¹⁾ Inclui iluminação pública, fornecimento a municípios e outros órgãos governamentais, serviços públicos e nosso consumo próprio.

Consumidores industriais e comerciais responderam por aproximadamente 10,0% e 17,9%, respectivamente, de nossas receitas totais de venda de energia elétrica aos consumidores finais em 2021. Em 2021, 33,3% das nossas receitas totais de vendas de energia foram oriundas de vendas a consumidores residenciais.

Tarifas

Tarifas de Fornecimento. Classificamos nossos consumidores em dois grupos (“Consumidores do Grupo A” e “Consumidores do Grupo B”), com base no nível de tensão em que a energia é fornecida e em serem eles consumidores industriais, comerciais, residenciais ou rurais. Cada consumidor se enquadra num determinado nível tarifário definido por lei e baseado na classificação do consumidor, embora haja alguma flexibilidade de acordo com a natureza da demanda de cada consumidor. Sob a legislação brasileira, consumidores em baixa tensão como os consumidores residenciais (excluídos os consumidores residenciais de baixa renda, como definido abaixo) pagam as tarifas mais altas, seguidos pelos consumidores em 13,8 kV e 34,5 kV (geralmente comerciais), e pelos consumidores em 69 kV e 138 kV (geralmente industriais).

Os Consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões de 2,3 kV ou superiores e as tarifas aplicáveis a eles baseiam-se no nível de tensão efetivo em que a energia é fornecida no horário do dia em que a energia é fornecida. As tarifas têm dois componentes: “demanda” e “energia”. O componente “demanda”, expresso em reais por kW, baseia-se no maior entre (i) a capacidade firme contratada e (ii) a capacidade efetivamente utilizada. O componente “energia”, expresso em reais por MWh, baseia-se no volume de energia efetivamente consumido, registrado por nossas medições. Os Consumidores do Grupo B recebem energia em tensões inferiores a 2,3 kV, e as tarifas aplicáveis a eles abrangem somente um componente “energia” e baseiam-se na classificação dos consumidores.

A ANEEL atualiza nossas tarifas anualmente, geralmente em junho. Para maiores informações sobre os ajustes de tarifas de distribuição concedidos pela ANEEL em anos recentes, vide “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Visão Geral – Tarifas e Preços”.

A tabela seguinte apresenta as tarifas médias para cada categoria de consumidores finais.

Tarifas	2021	2020	2019
	(R\$/MWh)		
Industrial	540,97	487,41	488,78
Residencial	530,98	498,82	504,36
Comercial	629,62	574,57	574,41
Rural	589,41	489,57	466,9
Outros consumidores	401,34	356,03	364,49
Todos os Consumidores Finais	592,17	537,81	534,32

Consumidores Residenciais de Baixa Renda. Pela legislação brasileira, somos obrigados a oferecer tarifas com desconto para certos consumidores residenciais de baixa renda. Em dezembro de 2021, atendemos aproximadamente 388.874 Consumidores Residenciais de Baixa Renda. Em 2021, para atender esses consumidores recebemos subsídio de aproximadamente R\$95,5 milhões do Governo Federal, aprovado pela ANEEL. A tabela abaixo apresenta as atuais taxas mínimas de desconto aprovadas pela ANEEL para cada categoria de Consumidores Residenciais de Baixa Renda.

Consumo	Desconto sobre a Tarifa Básica
Até 30 kWh por mês	65%
De 31 a 100 kWh por mês	40%
De 101 a 220 kWh por mês	10%

Consumidores Especiais. Consumidores de nossa unidade de distribuição que consomem pelo menos 500 kWh (“Consumidores Especiais”) podem escolher seu fornecedor de energia se este gerar sua energia a partir de fontes alternativas, tais como pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas ou de biomassa. Os

Consumidores Especiais que optarem por adquirir energia de outro fornecedor, que não a Copel Geração e Transmissão, continuam a usar nossa rede de distribuição e a pagar nossa tarifa de distribuição. Entretanto, como incentivo para os Consumidores Especiais adquirirem energia de fontes alternativas, somos obrigados a reduzir a tarifa paga por eles em 50%. Esse desconto é subsidiado pelo governo federal brasileiro e, portanto, não tem impacto sobre as receitas de nossa unidade de distribuição.

Tarifas de Transmissão. As concessionárias de transmissão fazem jus a receitas anuais baseadas na rede de transmissão que possuem e operam. Essas receitas são reajustadas anualmente conforme critérios estipulados nos respectivos contratos de concessão. Somos parte direta de doze (12) contratos de concessão de transmissão, onze (11) dos quais estão em fase operacional e um (1) em construção. O modelo de receita não é igual para todos. 2,2% de nossas receitas de transmissão são corrigidas anualmente pelo IGP-M e os outros 97,8% estão sujeitos ao processo de revisão tarifária.

A primeira revisão periódica de nossa concessão principal de transmissão prevista para 2005 só foi realizada em 2007, momento em que a ANEEL reduziu as tarifas em 15,08%. Esse reajuste foi aplicado retroativamente a julho de 2005 e repassado a nossos consumidores finais até junho de 2009. Além disso, em julho de 2010, de acordo com a segunda revisão periódica de nossa concessão principal, a ANEEL aprovou provisoriamente uma redução em nossa tarifa de transmissão de 22,88%, aplicada às receitas de novas instalações do Sistema Interligado, e aplicada retroativamente a partir de 1º de julho de 2009. Em junho de 2011, a ANEEL revisou os números da segunda revisão periódica e reduziu a receita anual para 19,94%. O restante de nossas receitas anuais foi reajustado pelo IGP-M ou IPCA, conforme o contrato.

No final de 2012, a Copel decidiu antecipar a prorrogação do contrato de sua principal de concessão de transmissão (que corresponde a 78% das linhas de transmissão da Companhia em operação), que venceria em 2015, de acordo com as novas normas da Lei nº 12.783/2013, sobre prorrogação de concessões. Em dezembro de 2012, a Copel executou o Terceiro Aditamento do Contrato de Concessões 060/2001, prorrogando esse contrato de concessão de transmissão até 31 de dezembro de 2042. Para corrigir a receita anual permitida desses ativos de acordo com as novas normas da Lei nº 12.783/2013, a ANEEL reduziu as tarifas de transmissão cobradas em 61,9%.

De todas nossas concessões de transmissão em estágio operacional, nossa principal concessão de transmissão (que envolve nossas principais instalações de transmissão) representaram cerca de 71% de nossas receitas brutas de transmissão em 2019. Além disso, temos outros dez (10) contratos de concessão para linhas e subestações de transmissão em operação e uma (1) parcialmente em operação, que correspondem juntos a 29% de nossas receitas de transmissão. As receitas que devemos receber, de acordo com um (1) desses contratos, são corrigidas anualmente pelo IGP-M e não são sujeitas ao processo de revisão tarifária, mas, de acordo com os termos estabelecidos neste acordo, nossas receitas foram reduzidas em 50% a partir de junho de 2018. Outras receitas de 10 (dez) acordos estão sujeitas ao processo de revisão tarifária e ajustes pelo IPCA.

Em relação ao nosso principal contrato de concessão, em 22 de abril de 2016, a Portaria no. 120 do Ministério de Minas e Energia determinou que os valores homologados pela ANEEL relativos aos ativos de transmissão não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 (RBSE) devem ser incorporados à Base de Remuneração Regulatória, e que seu custo de capital deve ser adicionado à RAP. A Portaria também determinou que o custo de capital seria composto por parcelas de remuneração e depreciação, acrescidas de impostos relacionados, e reconhecidas a partir do processo de revisão tarifária de 2017, com ajustes e revisões de acordo com as condições contratuais. Ainda de acordo com a Portaria acima mencionada, o custo de capital não incorporado entre as prorrogações das concessões e o processo de revisão tarifária de 2017 deve ser corrigido pelo custo real do capital próprio do segmento de transmissão definido pela ANEEL (10,4%) e, após o processo de revisão tarifária, deve ser remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 6,6%, também definido por aquela agência.

Em 9 de maio de 2017, a ANEEL aprovou o resultado da inspeção do laudo de avaliação dos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 (Sistema de Rede Básica Existente - RBSE e Outras Instalações de Transmissão - RPC) relacionados ao nosso principal contrato de concessão de transmissão. A Agência reconheceu o valor de R\$667,6 milhões como valor líquido dos ativos para fins de indenização a partir de 31 de dezembro de 2012. Em 31 de dezembro de 2017, o valor líquido desses ativos para fins de indenização chegava em R\$1.418,4 milhões.

Em 27 de junho de 2017, a ANEEL aprovou a Receita Anual Permitida (RAP) dos ativos de transmissão da Copel Geração e Transmissão para o ciclo 2017/2018, incluindo o início do recebimento da indenização da RBSE do nosso principal contrato de concessão de transmissão.

Em 2017, (i) nosso principal contrato de concessão de transmissão foi ajustado pelo IPCA e pela parcela referente ao início do recebimento da indenização da RBSE (aumento médio de 151,3%) (ii) um de nossos contratos de concessão de transmissão foi ajustado pelo IPCA, e melhorias do sistema foram aprovadas pela ANEEL (aumento médio de 3,7%), (iii) seis contratos de concessão de transmissão foram ajustados pelo IPCA (3,6%), (iv) um contrato de concessão de transmissão, pelo IGP-M (1,6%), e (v) um contrato de transmissão tornou-se operacional em agosto de 2017, adicionando R\$18,9 milhões à nossa RAP. Dessa forma, a receita anual permitida do ciclo de 2017/2018 de nossos ativos de transmissão reflete um aumento de 121,2% em relação a nossa receita anual permitida para o ciclo de 2016/2017.

Em junho de 2018, a ANEEL aprovou as RAPs para o ciclo 2018/2019, considerando (i) a correção dos valores pelos índices IGP-M/IPCA, e (ii) a expansão de nosso sistema de transmissão com a implantação de reforços e a receita de obras classificadas como melhorias.

Em comparação com a RAP total do ciclo 2017/2018, nossa principal concessão obteve uma redução de aproximadamente 8,1% na RAP total prevista para o ciclo 2018/2019, referente às parcelas financeira e econômica dos ativos não amortizados e não indenizados relacionados à Rede Básica Sistema Existente – RBSE, devido a uma correção nos cálculos da ANEEL, pela inclusão equivocada, no ciclo anterior, de ativos na Base de Remuneração Regulatória.

A RAP da concessão 075/2001 foi reduzida em aproximadamente 30,5%, como resultado de uma redução de 50% na RAP a partir do 16º ano de operação comercial, que ocorre ao longo do ciclo 2018/2019. Dois contratos de concessão (022/2012 e 002/2013) passaram por Revisão Periódica e tiveram índice de reposicionamento negativo, com variação na RAP menor em função da adição de receita correspondente a reforços autorizados.

Em junho de 2019, a ANEEL aprovou a RAP para o ciclo 2019/2020, considerando (i) um ajuste de valores relevantes pelos índices IGP-M e IPCA; e (ii) a expansão de nosso sistema de transmissão com o fortalecimento de obras e receitas de outras obras classificadas como medidas de melhoria.

Em 2020, no âmbito do processo de revisão tarifária dos contratos prorrogados pela Lei nº 12.783/2013, os titulares de ativos pertencentes à RBSE tiveram sua revisão homologada em junho de 2020 apesar de inicialmente prevista para 2018, devido ao atraso de dois anos e os efeitos retroativos da REN 880/2020 no ano tarifário de 2018. Para a Copel, esse processo foi homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.715/2020 do contrato de concessão nº 060/2001, concedido à Copel GeT. Durante o processo de revisão, por deliberação da ANEEL foi decidido que a partir do ciclo 2020/2021, a parcela de renumeração da RBSE seria calculada pelo custo do patrimônio líquido (“KE”) conforme previsto na Portaria MME nº 120/2016. O valor não recebido nos três ciclos anteriores (2017-2020) será incorporado nos três ciclos seguintes (2020-2023) através de Parcela de Ajuste.

Considerando o forte impacto tarifário que atingiu o setor elétrico, com alto risco de inadimplência devido à pandemia do COVID-19, a ANEEL alterou o prazo para pagamento do componente financeiro da RBSE/RPC para 8 anos e gradativamente, para todos os contratos de concessão de transmissão renovados nos termos da Lei nº 12.783/2013. A nova regra foi aprovada pela Resolução 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.

Adicionalmente, por meio da Resolução Homologada nº 2.725/2020, a ANEEL estabeleceu o reajuste das RAPs dos ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2020-2021, com vigência de 1º de julho de 2020 até 30 de junho de 2021. De acordo com a referida resolução, as RAPs dos ativos de transmissão da Copel GeT para o ciclo 2020-2021 foram de R\$ 811,8 milhões. Considerando as RAPs homologadas para Sociedades de Propósito Específicos nas quais a Copel GeT possui participação societária, o valor total consolidado da Copel GeT é de R\$ 1.199,8 milhões.

Em 13 de julho de 2021, a ANEEL reajustou as RAPs dos ativos de transmissão de energia elétrica

para o ciclo de 1º de julho de 2021 a 30 de junho de 2022, por meio das Resoluções 2.895/2021 e 2.959/2021. A RAP dos ativos de transmissão da Copel GeT foi fixada em R\$ 792,2 para os ativos em operação. Considerando as RAPs aprovadas para as Sociedades de Propósito Específico 100% de propriedade da Copel Geração e Transmissão, o valor total consolidado atingiu R\$ 1.220,1 milhões.

A tabela abaixo demonstra nossa RAP (R\$ milhões) referente os últimos três ciclos das linhas de transmissão sobre as quais detemos 100% de participação:

Contrato	Linha de Transmissão / Subestação	Jul. 2021	Jul. 2020	Jul. 2019
		Jun. 2022	Jun. 2021	Jun. 2020
RAP (R\$ milhões)				
060/2001	Principal Concessão de Transmissão ⁽¹⁾	459,4	505,4	469,5
075/2001	Bateias – Jaguariaiva	15,9	11,6	10,9
006/2008	Bateias – Pilarzinho	1,2	1,1	1,1
027/2009	Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	13,8	12,7	12,5
015/2010	Cerquilha III	6,0	5,2	5,1
022/2012	Foz do Chopim – Salto Osório	6,7	6,2	6,1
002/2013	Assis-Paraguaçu Paulista II SE Paraguaçu Paulista II	10,5	9,7	8,2
005/2014	Bateias – Curitiba Norte	11,1	10,2	9,9
021/2014	Foz do Chopim - Realeza ⁽²⁾	11,2	8,0	7,8
022/2014	Assis – Londrina ⁽³⁾	23,3	20,8	20,4
010/2010	Araraquara 2 – Taubaté ^c	37,5	32,0	31,4
006/2016	LT Baixo Iguaçu - Realeza; LT Baixo Iguaçu - Cascavel Oeste; LT Uberaba - Curitiba Centro; LT Curitiba Leste - Blumenau; SE Medianeira; SE Curitiba Centro; SE Andirá leste; SE Baixo Iguaçu; Demais Seccionamentos	133,3	119,1	79,0
002/2005	Uirapuru ⁽⁵⁾	26,0	37,1	34,8
001/2012	Costa Oeste ⁽⁶⁾	14,8	12,8	12,5
008/2012	Marumbi ⁽⁶⁾	21,5	19,9	19,5
Total		792,2	811,8	728,7

⁽¹⁾ Nossas principais concessões de transmissão abrangem várias linhas de transmissão.

⁽²⁾ Essa linha de transmissão entrou em operação em janeiro de 2017.

⁽³⁾ Essa linha de transmissão entrou em operação em julho agosto de 2017.

⁽⁴⁾ Essa linha de transmissão entrou em operação em julho de 2018.

⁽⁵⁾ Em junho de 2019, a Copel Geração e Transmissão S.A. passou a deter 100% do empreendimento

⁽⁶⁾ Em agosto de 2018, a Copel Geração e Transmissão S.A. passou a deter 100% do empreendimento.

Outros Negócios

Gás

Distribuição de Gás

A Compagas celebrou contrato de concessão com o Estado do Paraná, que expira em 06 de julho de 2024. O escopo da concessão é prestar serviços de distribuição de gás canalizado e outras atividades correlatas a todos os segmentos do mercado consumidor, seja como matéria-prima, seja para fins de geração de energia ou outros usos possibilitados pelos avanços tecnológicos.

O contrato de concessão de gás prevê que parte dos investimentos realizados pela Compagas seja recuperada através da cobrança de tarifas pagas pelos usuários finais do serviço público e o restante seja indenizado pelo poder concedente - o Estado do Paraná - ao término da concessão.

Em 23 de julho de 2021, o Estado do Paraná submeteu à consulta pública uma proposta de prorrogação da concessão da Compagás por trinta anos a partir de 6 de julho de 2024. A proposta de prorrogação inclui a celebração de um novo contrato de concessão, que alteraria a estrutura tarifária da concessão de uma tarifa baseada no custo de produção para uma tarifa definida com base em um preço-teto (price cap). A metodologia de cálculo das tarifas para o novo contrato será estabelecida pela Agência Estadual Reguladora de Serviços Públicos AGEPAR.

Em 22 de Fevereiro foi realizada uma Audiência Pública com o objetivo de atender o princípio da transparência e colher contribuições para o aperfeiçoamento do Plano Estadual do Gás e da proposta de prorrogação da concessão dos serviços de distribuição de gás canalizado, prevista no art. 17 da Lei Complementar nº 205, de 7 de dezembro de 2017. As contribuições estão sendo analisadas pela Secretaria do Planejamento e Projetos Estruturantes do Estado do Paraná.

Caso essa prorrogação da concessão não ocorra, mesmo que a Compagas tenha direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão, a situação financeira e os resultados das operações de nossa controlada poderão ser adversamente afetado. Para obter mais informações, consulte a Nota 2.1.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Adicionalmente, uma lei federal de 8 de abril de 2021 (Lei nº 14.134/2021, posteriormente regulamentada pelo Decreto Federal nº 10.712/2021) estabeleceu um novo marco para o setor produtor de gás no Brasil. O objetivo é aumentar a concorrência no mercado de Gás Natural e Biocombustíveis, atraindo novos investidores, consequentemente reduzindo os custos de produção e o preço final do gás para o consumidor.

A Compagas cobriu 852 quilômetros em 2021, um aumento de 1,2% em relação aos 842 quilômetros percorridos em 2020. A receita líquida da Compagas foi de R\$ 738,05 milhões, um aumento de 40,7% em relação a 2020 (R\$ 524,23 milhões), e seu lucro líquido foi R\$ 125,65 milhões, um aumento de 110,7% em relação a 2020. Os clientes da Compagas incluem indústrias, postos de gasolina, outros negócios, residências e a Termoelétrica Araucária. A Compagas foca sua estratégia de negócios no aumento do volume de gás distribuído aos clientes, comercializando os benefícios da substituição de petróleo e outros combustíveis pelo gás como forma de obter maior eficiência energética. A base de clientes da Compagas aumentou 3,4%, para 51.000 clientes em 2021, de 49.335 em 2020. A Compagas registrou um aumento de 1,3% no volume médio diário de gás natural distribuído a Consumidores Finais, para 893.203 metros cúbicos por dia em 2021 comparado a 881.745 metros cúbicos por dia em 2020 (sem incluir o volume de gás fornecido à Usina Termelétrica Araucária). Além disso, a Compagas disponibiliza sua rede de distribuição para o transporte de gás natural até a UTE Araucária. O volume de gás natural fornecido pela Petrobras e distribuído pela Compagas para a UTE Araucária foi de 1.212.597 metros cúbicos por dia em 2021, comparado a 676.113 metros cúbicos por dia em 2020.

Em 31 de dezembro de 2021, detínhamos o controle acionário (51%) do capital social da Compagas e consolidamos essa participação acionária em nossas demonstrações financeiras. Os acionistas minoritários da Compagas são a Petrobras, por meio de sua subsidiária Gaspetro, e a Mitsui Gás, cada uma com 24,5% do capital social da Compagas.

Exploração de Gás

Na 12ª rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP), realizada no final de 2013, o consórcio composto por nós (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) e Petra Energia (30%) - essa última na condição de empresa operadora - ganhou o direito de explorar, pesquisar, desenvolver e produzir petróleo e gás natural em quatro blocos localizados na região centro-sul do estado do Paraná (Bacia do Paraná), em uma área de 11.327 km². O investimento mínimo na primeira fase da pesquisa é de aproximadamente R\$78,1 milhões por um período de 4 anos. Nós e nossos parceiros assinamos os contratos de concessão para 2 blocos em maio de 2014. Entretanto, a primeira fase de exploração desses dois blocos foi interrompida devido uma ação civil pública e, em 7 de junho de 2017, uma decisão judicial determinou que

tanto a rodada de licitações quanto os contratos relacionados a ela deveriam ser considerados nulos e sem efeito. Além disso, o governo do estado do Paraná promulgou a Lei nº 19.878 (03 de julho de 2019), proibindo a exploração de gás de xisto através do método de perfuração/faturamento.

Como resultado dos eventos mencionados acima, nosso consórcio solicitou à ANP que fosse liberado de suas obrigações contratuais, sem obrigações e mediante o reembolso de bônus e de todos os custos incorridos em conexão com as garantias, bem como a liberação de tais garantias para os quatro blocos. Embora essa solicitação tenha sido enviada à ANP em 6 de setembro de 2017, ela ainda está sendo analisada. Todas as atividades dos quatro blocos foram interrompidas devido à suspensão dos efeitos da 12a. rodada de licitações da ANP por conta de uma preliminar concedida em conexão com a ação civil pública mencionada acima que aguarda a decisão do 4o. Tribunal Regional Federal. Por esse motivo, em outubro de 2018, o consórcio aprovou a instauração de um processo de arbitragem institucional na ANP para os quatro blocos concedidos na 12a. rodada de licitações da ANP, solicitando o reembolso das contribuições realizadas. Os procedimentos arbitrais já foram iniciados. Em relação aos outros dois blocos, há um processo administrativo em que o consórcio solicita o reembolso do bônus e outros custos.

Usinas de energia a gás natural

Em 14 de janeiro de 2020, a Copel e a Shell Brasil Petróleo formaram o Consórcio "Copel Energia a Gás Natural" com o objetivo de desenvolver estudos de viabilidade de usinas a gás natural no estado do Paraná. O consórcio contratou uma consultoria para prestação de serviços técnicos especializados na realização de estudos que visem identificar o melhor local para implantação de projetos termelétricos a gás natural no Estado. Os estudos foram concluídos e o consórcio está planejando as próximas atividades do projeto.

CONCESSÕES

Operamos nossos negócios de geração, transmissão e distribuição mediante concessões outorgadas pelo Governo Federal. De acordo com a legislação brasileira, as concessões estão sujeitas a licitações ao final de seus respectivos prazos.

Lei sobre renovação das concessões 2013

Até 2013, as regras aplicáveis conferiam o direito às concessionárias de geração de renovar suas respectivas concessões celebradas antes de 11 de dezembro de 2003 por mais 20 anos. Para concessões de distribuição e transmissão outorgadas após 1995, as concessionárias possuíam o direito de renovar esses contratos por mais 30 anos.

Com a promulgação da Medida Provisória nº 579, em 11 de setembro de 2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 (Lei de Renovação das Concessões), houve uma alteração importante nas condições sob as quais as concessionárias são capazes de renovar contratos de concessão. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, as concessionárias de geração, transmissão e distribuição podem renovar as concessões vigentes a partir de 1995 (e, no caso de instalações de geração, os contratos de concessão de geração celebrados antes de 2003) por um período adicional de 30 anos (ou 20 anos, no caso de usinas termelétricas), contanto que a concessionária concorde em alterar o contrato de concessão para refletir uma série de novas condições com vistas a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, as concessionárias devem decidir 60 meses antes do final de cada prazo de concessão (com exceção das usinas termelétricas que é 24 meses) se irão renovar ou encerrar cada contrato de concessão ao final de seu respectivo prazo.

Para concessionárias de instalações de geração existentes à época, a Lei nº 12.783/2013 alterou o escopo desses contratos de concessão no momento que foram renovados. Anteriormente, a concessionária de geração possuía o direito de vender a energia gerada pelas instalações sujeitas à concessão para obter lucro. Por outro lado, as concessões renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013 não concedem às concessionárias o direito de vender a energia gerada por essas instalações. Em vez disso, essas concessões somente abrangem a operação e manutenção das instalações de geração e submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pelo órgão regulador. A energia gerada por essas instalações será alocada pelo governo federal brasileiro em cotas para o mercado regulado, as quais serão adquiridas por concessionárias de distribuição. Em relação às novas instalações de geração (i.e., aquelas instalações de geração que começaram a operar após a Lei nº 12.783/2013), a concessionária ainda terá o direito de vender a energia produzida pelas instalações de geração. Além disso, para alterar o escopo das concessões de geração, a Lei nº 12.783/2013 estabeleceu o novo regime tarifário que afeta significativamente o tratamento das quantias a serem investidas pelas concessionárias para melhorar e manter as usinas de geração. Nesse sentido, diversos regulamentos foram publicados pelo MME e pela ANEEL para regulamentar a remuneração devida a concessionárias como resultado de seus investimentos para melhorar e manter usinas de geração.

A Lei nº 12.783/2013 afeta de maneira distinta as concessões de distribuição e transmissão. A principal mudança é que as quantias investidas em projetos de modernização, reformas estruturais, equipamentos e contingências serão submetidas à aprovação prévia da ANEEL. No entanto, a Lei nº 12.783/2013 não afeta a maneira pela qual as concessionárias de transmissão e distribuição podem recuperar as quantias investidas na infraestrutura de transmissão.

Com relação aos contratos de transmissão, as condições de renovação previstas na Lei nº 12.783/2013 são a aceitação de uma renda fixa conforme determinado pela ANEEL e o cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos na regulamentação aplicável. Com relação aos contratos de distribuição, as condições estão estabelecidas na alteração do contrato de concessão e relacionadas ao cumprimento de padrões de qualidade, indicadores de sustentabilidade econômico-financeira e governança corporativa, conforme estabelecido no aditamento do contrato de concessão de acordo com os parâmetros previsto na Lei de Prorrogação de Concessões de 2013.

A Lei nº 12.783/2013 é aplicada a todos os contratos de geração, transmissão e distribuição vigentes a partir de 1995 (e, no caso de concessões de geração, contratos celebrados antes de 2003), independentemente

de o contrato conceder à concessionária o direito de renovar a concessão em seus termos originais. Por exemplo, vários de nossos contratos de concessão contêm provisões que nos permitem renovar essas concessões por 20 anos. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, para renovar esses contratos, teríamos que aceitar a aplicação das condições impostas por ela, sendo que o contrato de concessão seria então renovado por 30 anos, em vez de 20. Se optarmos por renovar um contrato de concessão que possui uma provisão de renovação, seríamos indenizados pelo governo brasileiro com recursos do Fundo RGR (vide Encargos Regulatórios do Setor Elétrico), em uma quantia igual à porção de nossos investimentos ainda não amortizados ou depreciados, como calculado pela ANEEL.

Se uma concessionária optar por não aceitar o novo regime tarifário em relação a um contrato de concessão e, portanto, decidir não renovar o contrato, a concessão terminará ao final do prazo original, e o governo brasileiro organizará uma nova licitação para a concessão. A concessionária original pode participar da nova licitação. Nos casos das concessões de geração hidráulica com potência instalada maior 5.000 kW, findo este prazo e não havendo manifestação por parte do concessionário quanto a intenção pela prorrogação ao seu termo final, elas serão licitadas pelo Poder Concedente. Já as concessões de geração hidráulica com potência instalada igual ou menor a 5.000 kW, ao seu termo final, poderão ser outorgadas ao atual concessionário sob a forma de registro, por prazo indeterminado.

Concessões de Geração

Das 19 (dezenove) usinas hidrelétricas que operamos em 2019, quatorze (14) eram operadas de acordo com os contratos de concessão de geração que ainda estavam em vigor antes da Lei nº 12.783/2013, e cinco (5) sob os termos da referida lei (UHE Capivari Cachoeira, UHE Chopim I, UHE Marumbi, UHE Baixo Iguaçu e UHE Colíder). Em 2013, com exceção da UHE Rio dos Patos, 12 das 13 concessões de geração hidrelétrica e termelétrica operadas pela Companhia foram prorrogadas sob o antigo regime e podem ser renovadas novamente nos termos da Lei nº 12.783/2013. Todavia, a época da promulgação da Lei nº 12.783/2013, a Companhia decidiu não prorrogar as concessões de geração das usinas Rio dos Patos (2014), Mourão I (2015), Chopim I (2015) e Capivari Cachoeira (2015), todas cujo prazo remanescente era igual ou inferior a 60 meses. Seguem mais informações de cada concessão.

UHE Foz do Areia. A Companhia decidiu não se manifestar pela prorrogação da concessão da UHE Foz do Areia (Governador Bento Munhoz da Rocha Netto) nos moldes da Lei nº 12.783/2013. Entretanto, objetivando uma nova outorga pelo prazo de 30 anos para a referida usina, a Copel GeT transferiu a titularidade desta usina para a sua subsidiária SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica (FDA) em 03 de março de 2020, na mesma data, a Copel se manifestou perante ao MME pelo enquadramento da UHE Foz do Areia nos termos do Decreto Federal nº 9.271/2018 (alterado pelo Decreto nº 10.135/2019), que condiciona a obtenção de uma nova concessão à alienação do controle da respectiva SPE. Na mesma data, a FDA assinou com a ANEEL o contrato de concessão que transferiu os ativos da UHE Foz do Areia da Copel GeT para a FDA, para a operação da usina até o final da concessão vigente, em 21 de dezembro de 2024.

UHE Rios dos Patos. A UHE Rios dos Patos teve sua concessão extinta e não foi submetida a um novo processo de licitação devido à falta de condições operacionais.

UHE Mourão I e UHE Capivari Cachoeira. Com respeito a Capivari Cachoeira, apesar da Copel GeT não ter optado por renovar a concessão original, a Companhia participou do novo processo de licitação e foi a vencedora. Em 5 de janeiro de 2016, a Copel GeT celebrou um contrato de concessão com a ANEEL, de forma que continuará operando essa usina em um regime de operação e manutenção até 2046. Pagamos um valor total de R\$574,8 milhões como bônus de outorga desse contrato de concessão. 100,0% da energia gerada por esta usina em 2016 foi alocada em cotas para o mercado regulado e reduzida para 70,0% em 1º de janeiro de 2017. A Copel GeT pode vender a quantidade restante de energia gerada por esta usina no mercado de energia.

UHE Chopin I. Como a capacidade instalada da UHE Chopin I não excede os 5.000 kW, o regime de concessão desta planta foi alterado, passando a condição de registro em favor da Companhia, por tempo indeterminado. Além disso, nos termos do mesmo estatuto, podemos notificar o poder concedente de sua intenção de prorrogar: (i) em 2024, a concessão da UHE Apucarantina; e (ii) em 2025, as concessões das UHEs Guaricana e Chaminé. Caso não solicitemos a prorrogação dessas concessões, elas estarão sujeitas a novos processos licitatórios conduzidos pelo poder concedente.

UTE Figueira. Nossa concessão para a Usina Termelétrica de Figueira expirou em 26 de março de 2019. Em 24 de maio de 2017, a Companhia protocolou sua intenção de prorrogar esta planta, porém, ainda estamos aguardando que o Poder Concedente altere nosso contrato de concessão, estendendo seu prazo por um período adicional de 20 anos, de acordo com a Lei nº 12.783/2013. A UTE Figueira tem capacidade instalada de 20 MW e passa atualmente por processo de modernização. Em relação às usinas outorgadas entre 2011 e 2017, sem direito à prorrogação, apenas a hidrelétrica de Cavernoso II passou a adquirir o direito à prorrogação por 30 anos, a partir de uma alteração na Lei nº 12.783/2013, dada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, a Copel poderia sinalizar ao Poder Concedente até 2019 sua intenção de renovar a concessão da UHE São Jorge. No entanto, a Copel optou por não renovar essa concessão e, conseqüentemente, poderá operar essa UHE até dezembro de 2024 e solicitar a conversão desse regime operacional em registro, dado que a capacidade instalada da usina não excede 5.000kW. Concessões para projetos de geração outorgadas após 2003, como o da Usina Hidrelétrica de Mauá, não são renováveis, o que significa que no vencimento do prazo de 35 anos, a nova concessão será oferecida mediante licitação. A Lei nº 12.783/2013 não impacta as concessões de geração outorgadas após 2003. Em 2019, tínhamos em operação três (3) usinas hidrelétricas nesta condição (UHE Mauá, UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu).

Em setembro de 2020, foi aprovada a Lei do GSF, que estabeleceu novas condições para a renegociação do risco hidrológico da geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203/2015, entre outras medidas. Esse procedimento foi regulamentado por meio da Resolução Normativa nº 895/2020, na qual a ANEEL estabeleceu a metodologia de cálculo da indenização aos proprietários das usinas hidrelétricas participantes do MRE. Também regulamentou o repatriamento do risco hidrológico para equacionar a emissão de GSF e dívidas em aberto na CCEE para permitir o retorno da normalidade e maior liquidez no mercado de energia elétrica de curto prazo, em troca da prorrogação dos prazos das outorgas concedidas às hidrelétricas plantas até sete anos.

Em 2021, o governo publicou nova legislação que alterou a forma de cálculo aplicada pela CCEE para a compensação financeira das usinas participantes do MRE. Para nossas 16 usinas que aderiram ao método, o valor da indenização foi de R\$ 1.570,5 milhões. A ANEEL estendeu os prazos de nossas outorgas que aderiram ao novo método para um total médio de 15.217 dias (Resoluções nº 2.919 e nº 2.932).

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

Usina Hidrelétrica	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Data de prorrogação	Data final de vencimento⁽⁵⁾
Foz do Areia ⁽¹⁾	Maio 1973	Maio 2003	Janeiro 2001	Dezembro 2024
Apucarantina	Outubro 1975	Outubro 2005	Abril 2003	Janeiro 2027
Guaricana	Agosto 1976	Agosto 2006	Agosto 2005	Julho 2028
Chaminé	Agosto 1976	Agosto 2006	Agosto 2005	Agosto 2028
Segredo	Novembro 1979	Novembro 2009	Setembro 2009	Setembro 2032
Derivação do Rio Jordão	Novembro 1979	Novembro 2009	Setembro 2009	Junho 2032
Salto Caxias	Maio 1980	Maio 2010	Setembro 2009	Março 2033
Mauá ⁽²⁾	Junho 2007	Julho 2042	Não renovável	Maio 2047
Colíder	Janeiro 2011	Janeiro 2046	Não renovável	Janeiro 2046
Cavernoso II	Fevereiro 2011	Fevereiro 2046	Não renovável	Dezembro 2050
Baixo Iguaçu ⁽³⁾	Agosto 2012	Agosto 2047	Não renovável	Dezembro 2049
PCH Bela Vista ⁽⁴⁾	May, 2007	Janeiro 2041	Renovável	Janeiro 2041

⁽¹⁾ Em 03 de março de 2020, a concessão da Usina Foz do Areia foi transferida da Copel GeT para F.D.A. Geração de Energia S.A., de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL nº 8578/2020. A Copel GeT é proprietária de 100% da F.D.A. Geração de Energia S.A.

⁽²⁾ A UHE Mauá foi construída pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, onde a Copel possui uma participação de 51,0% e a Eletrosul, os 49,0% restantes.

⁽³⁾ Baixo Iguaçu foi construída pelo Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, onde a Copel detém 30% e a Geração Céu Azul detém os 70% restantes. As operações comerciais das unidades de geração 1, 2 e 3 do Baixo Iguaçu começaram em fevereiro de 2019, fevereiro de 2019 e abril de 2019, respectivamente.

⁽⁴⁾ O consórcio CBVG, formado por Copel GeT e Foz do Chopim Energética Ltda, venceu o Leilão ANEEL nº 003/2018 para construção da PCH Bela Vista e o processo de outorga foi concluído em abril de 2019. Em dezembro de 2019 a Copel GeT tornou-se proprietária de 100% da Bela Vista Geração de Energia. Esta usina ainda está em construção.

⁽⁵⁾ Os itens desta coluna consideram o prazo estendido das concessões.

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

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

⁽¹⁾ Usinas eólicas situadas no parque eólico Cutia.

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

⁽³⁾ Complexo Vilas, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, que adquirimos em novembro de 2021

A tabela a seguir apresenta informações relacionadas ao prazo de nossa usina de geração hidrelétrica, cujo contrato de concessão foi celebrado de acordo com os termos e as condições da Lei nº 12.783/2013:

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

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

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

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

Também possuímos participações em onze (11) outros empreendimentos de geração. A tabela a seguir apresenta informações sobre os prazos das concessões das demais instalações de geração em que possuíamos tal participação em 31 de dezembro de 2021.

Usina de Geração	Companhia	Data inicial da concessão	Vencimento	Prorrogação
UHE Dona Francisca	Dona Francisca Energética SA – DFESA	Julho 1979	Setembro 2037	Possível
UHE Santa Clara	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Outubro 2001	Abril 2041	Possível
UHE Fundão	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Outubro 2001	June 2040	Possível
PCH Santa Clara I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Dezembro 2002	Dezembro 2032	Possível
PCH Fundão I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Dezembro 2002	Dezembro 2032	Possível
UTE Araucária	UEG Araucária Ltda.	Dezembro 1999	Dezembro 2029	Possível
UHE Arturo Andreoli	Foz do Chopim Energética	Abril 2000	Agosto 2032	Possível
EOL Carnáubas	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL Reduto	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL Santo Cristo	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL São João	São Miguel do Gostoso I	Março 2012	Março 2047	Impossível

Concessões de Transmissão

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, e os prazos de nossas concessões de transmissão, temos o direito de solicitar à ANEEL prorrogações de 30 anos para nossas concessões, desde que a solicitação seja feita dentro de 60 meses da data de vencimento de cada contrato. Nossa concessão principal de transmissão, que corresponde a 62,2% de nossas receitas de transmissão em 2021, foi renovada de acordo com a Lei nº 12.783/2013, e, portanto, irá expirar em janeiro de 2043.

Além disso, em 2020, obtivemos 37,8% de nossas receitas de transmissão de 11 (onze) outros contratos de concessão para linhas de transmissão e subestações que estão atualmente em operação e cujos prazos e extensões estão estabelecidos na tabela abaixo. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, cada um desses contratos pode ser prorrogado por mais 30 anos. Planejamos continuar solicitando prorrogações para todas as nossas concessões de transmissão.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os prazos e a prorrogação de nossas concessões de transmissão, nas quais detemos participação acionária direta, incluindo os contratos de concessão para linhas de transmissão e subestações em operação ou em construção:

Instalação de transmissão	Data inicial da Concessão	Primeiro Vencimento	Possibilidade de prorrogação	Data de vencimento esperada (ou final)
Principal concessão de transmissão	Julho 2001	Julho 2015	Prorrogado	Janeiro 2043
Bateias – Jaguariáiva	Agosto 2001	Agosto 2031	Possível	Agosto 2061
Bateias – Pilarzinho	Março 2008	Março 2038	Possível	Março 2068
Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste	Novembro 2009	Novembro 2039	Possível	Novembro 2069
Subestação Cerquillo III	Outubro 2010	Outubro 2040	Possível	Outubro 2070
Araraquara 2 – Taubaté	Outubro 2010	Outubro 2040	Possível	Outubro 2070
Foz do Chopim - Salto Osorio	Agosto 2012	Agosto 2042	Possível	Agosto 2072
Assis – Paraguaçu Paulista II	Fevereiro 2013	Fevereiro 2043	Possível	Fevereiro 2073
Bateias – Curitiba Norte	Janeiro 2014	Janeiro 2044	Possível	Janeiro 2074
Realeza Sul – Foz do Chopim	Setembro 2014	Setembro 2044	Possível	Setembro 2074
Assis - Londrina	Setembro 2014	Setembro 2044	Possível	Setembro 2074
Curitiba Leste – Blumenau	Abril 2016	Abril 2046	Possível	Abril 2076

Possuímos participações acionárias em dez (10) outros projetos de transmissão por meio de sociedades de propósito específico. A tabela a seguir apresenta informações relacionadas aos prazos das concessões das instalações de transmissão de participações acionárias parciais em 31 de dezembro de 2021:

Instalação de Transmissão	Sociedade de Propósito Específico (SPE)	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Possibilidade de prorrogação	Data de vencimento esperada (ou final)
Cascavel Oeste – Umuarama	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A	Janeiro 2012	Janeiro 2042	Possível	Janeiro 2072
Umuarama - Guaira	Caiuá Transmissora de Energia S.A	Mai 2012	Mai 2042	Possível	Mai 2072
Açailândia - Miranda II	Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Mai 2012	Mai 2042	Possível	Mai 2072
Curitiba - Curitiba Leste	Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Mai 2012	Mai 2042	Possível	Mai 2072
Paranaíta – Ribeirãozinho	Matrinchã Transmissora de Energia S.A.	Mai 2012	Mai 2042	Possível	Mai 2072
Ribeirãozinho – Marimbondo II	Guaraciaba Transmissora de Energia S.A	Mai 2012	Mai 2042	Possível	Mai 2072

Barreiras II – Pirapora II	Paranaíba Transmissora de Energia S.A	Maio 2013	Maio 2043	Possível	Maio 2073
Itatiba – Bateias ⁽¹⁾	Mata de Santa Genebra Transmissora S.A	Maio 2014	Maio 2044	Possível	Maio 2074
Estreito – Fernão Dias	Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Setembro 2014	Setembro 2044	Possível	Setembro 2074
Ivaiporã – Londrina	Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Março 2005	Março 2035	Possível	Março 2065

Concessões de Distribuição

Operamos originalmente nosso negócio de distribuição sob um contrato de concessão assinado em 24 de junho de 1999 (retroativo para 7 de julho de 1995), que venceu em 7 de julho de 2015. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, nós tivemos o direito de renovar essa concessão por um período adicional de 30 anos, ao aceitar uma alteração no contrato de concessão. Apesar das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/2013, concluímos que a renovação da nossa concessão de distribuição não afetaria materialmente os resultados das nossas operações. Do mesmo modo, após uma avaliação cuidadosa das condições impostas pelo governo federal brasileiro para a prorrogação da nossa concessão de distribuição, resolvemos solicitar a renovação desse contrato e nosso pedido de renovação foi aprovado pelo MME em 11 de novembro de 2015. Em 9 de dezembro de 2015, celebramos o quinto termo aditivo do Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia elétrica nº 46/1999 da Copel Distribuição S.A. Este aditamento impõe condições de eficiência à Copel Distribuição, aferidas por meio de duas métricas diferentes: qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira da empresa. O não cumprimento de quaisquer dessas métricas por (i) dois anos consecutivos nos primeiros quatro anos dessa concessão renovada ou (ii) quaisquer desses limites no quinto ano dessa concessão poderá resultar na rescisão de nossa concessão de distribuição.

Em 17 de novembro de 2020, a ANEEL detalhou os indicadores de desempenho e eficiência aplicáveis aos serviços de distribuição de energia elétrica a partir de 2021 quanto à não interrupção do fornecimento e gestão econômico-financeira (conforme as Resoluções 896/2020 e 948/2021). A ANEEL também alterou os parâmetros para cálculo de algumas variáveis do indicador Gestão Econômico-Financeira.

O indicador de gestão econômico-financeira é descumprido quando a geração de caixa, descontada a Cota de Reintegração Regulatória, é inferior a 111% da SELIC, o que é considerado insuficiente para cumprir os juros da dívida, ou quando o EBITDA é inferior à Cota Regulatória de Reintegração ou Despesa Regulatória de Depreciação (“QRR”). O descumprimento por um ano obriga a concessionária a limitar o pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio e veda novas ações judiciais e negócios entre a concessionária e suas partes relacionadas. O descumprimento por dois anos consecutivos permite à ANEEL rescindir a concessão.

O descumprimento dos indicadores de não interrupção no fornecimento por um ano impõe a obrigatoriedade da criação de um plano de melhoria de resultados. O descumprimento por dois anos consecutivos ou três anos no prazo de cinco anos, pode levar à limitação da distribuição de dividendos, e por um período consecutivo de três anos, pode resultar na extinção da concessão. A avaliação de desempenho ocorre ao final de cada ano civil, quando os resultados são divulgados nas Demonstrações Contábeis Regulatórias – DCR.

A tabela a seguir apresenta os indicadores econômico-financeiros e de qualidade estabelecidos para os últimos 6 anos.

Ano	Indicadores Econômico-Financeiros	Indicadores de Qualidade ⁽¹⁾		Qualidade Performada	
		DEC _t ⁽²⁾	FEC _t ⁽²⁾	DEC _t ⁽²⁾	FEC _t ⁽²⁾
2016	N/A	13,61	9,24	10,80	7,14
2017	EBITDA ⁽³⁾ ≥ 0	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	[EBITDA (-) QRR ⁽⁴⁾] ≥ 0	11,23	8,24	10,29	6,20

2019	{ Dívida Líquida ⁽⁵⁾ /[EBITDA ⁽³⁾ (-) QRR ⁽⁴⁾] ≤ 1/(0,8*SELIC ⁽⁶⁾)	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{ Dívida Líquida ⁽⁵⁾ /[EBITDA ⁽³⁾ (-) QRR ⁽⁴⁾] ≤ 1/(1,11*SELIC ⁽⁶⁾)	9,83	7,24	7,81	5,55
2021	{ Dívida Líquida ⁽⁵⁾ /[EBITDA ⁽³⁾ (-) QRR ⁽⁴⁾ ≥ 0] ≤ 1/(1,11*SELIC ⁽⁷⁾)	9,29	6,84	7,20	4,76
2022	{ Dívida Líquida ⁽⁵⁾ /[EBITDA ⁽³⁾ (-) QRR ⁽⁴⁾ ≥ 0] ≤ 1/(1,11*SELIC ⁽⁷⁾)	9,19	6,80	-	-

⁽¹⁾ Segundo a Nota Técnica da ANEEL nº 0335/2015.

⁽²⁾ DECi – Duração de interrupções por consumidor por ano (em horas); e FECi – Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções).

⁽³⁾ Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização, calculado de acordo com os regulamentos da ANEEL.

⁽⁴⁾ QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Até 2020, esse valor correspondia à última Revisão Tarifária Periódica (RTP), acrescido do IGP-M entre o mês anterior à Revisão Tarifária Periódica e o mês anterior ao período de doze meses do período econômico de medição de sustentabilidade financeira. A partir de 2021, reflete o valor definido na última revisão tarifária periódica e atualizado pela Parcela B Regulatória, calculada pro rata.

⁽⁵⁾ Calculado de acordo com os regulamentos da ANEEL.

⁽⁶⁾ Taxa Selic: limitada a 12,87% ao ano.

⁽⁷⁾ Limitado a 9,009 % ao ano se exceder esse percentual, e a 6,006 % se cair abaixo desse percentual.

CONCORRÊNCIA

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

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

As empresas de distribuição e transmissão são obrigadas a permitir o uso de suas linhas e instalações auxiliares para distribuição e transmissão de eletricidade por terceiros mediante o pagamento de uma tarifa. Os consumidores livres estão limitados a: a partir de 1º de janeiro de 2022, com demanda mínima de 1,0 MW em qualquer tensão; e, após 1º de janeiro de 2023, com demanda mínima de 500 kW em qualquer tensão. Os clientes especiais são clientes com demanda mínima de 500 kW que optam pelo fornecimento de energia por meio de fontes alternativas, como projetos eólicos, pequenas centrais hidrelétricas, projetos de biomassa, usinas solares e outros.

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 1.380 Consumidores Livres (dos quais 1.363 eram clientes de nossa comercializadora de energia e 17 da Copel GeT), representando aproximadamente 8,0% de nossa receita operacional consolidada e aproximadamente 14,6% da quantidade total de energia elétrica vendida. A Copel GeT possuía 17 Clientes Livres em 31 de dezembro de 2021. Aproximadamente 99,99% dos megawatts-hora vendidos sob contratos para esses clientes pela Copel GeT expiraram em 2021. Esses clientes representaram aproximadamente 2,0% do volume total de energia elétrica vendida em 2021, e aproximadamente 0,9% de nossas receitas operacionais consolidadas.

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

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

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

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

MEIO AMBIENTE

Nossas atividades de construção e operação associadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e à distribuição de gás natural estão sujeitas a normas ambientais federais, estaduais e municipais. Todas as nossas atividades seguem as Políticas de Sustentabilidade e Meio Ambiente da Copel, que integram o planejamento corporativo e a gestão da sustentabilidade para otimizar nosso desempenho financeiro, social e ambiental. Nossas atividades também seguem nossa Política de Mudanças Climáticas, que estabelece diretrizes para a mitigação de emissões e mudanças de gases de efeito estufa em nossos negócios, avaliando riscos e oportunidades relacionados às mudanças climáticas. Seguindo a implementação de nossa Política de Mudanças Climáticas, divulgamos anualmente nosso inventário de gases de efeito estufa. Solicitamos e renovamos nossas licenças ambientais de acordo com a regulamentação ambiental emitida pelas autoridades federais, estaduais e municipais aplicáveis. Estamos em conformidade com todas as regulamentações ambientais relevantes e nossos projetos mais recentes (pós-1986) de geração, transmissão e distribuição estão em conformidade com as regulamentações federais, estaduais e municipais.

Signatários do Pacto Global desde 2000, estamos comprometidos com a sustentabilidade. Como membro fundador do Comitê da Rede Global do Pacto Global, criado em 2003, apoiamos o movimento para disseminar os princípios do Pacto Global na promoção de articulações eficazes e consistentes entre governos, empresas e organizações sociais em favor dos desafios sociais, ambientais e econômicos pela sustentabilidade, além de conscientizar outras empresas brasileiras para envolver e adotar a cidadania corporativa como um modelo para gerenciar seus negócios.

Trabalhamos para aprimorar nossas práticas ambientais e de governança, e integrar a sustentabilidade aos nossos negócios por meio de uma abordagem abrangente baseada no planejamento e execução sistêmicos, priorizando a gestão de riscos e impactos e estabelecendo um legado social, econômico e ambiental positivo nas localidades onde atuamos. Trabalhamos também para agregar valor aos nossos negócios por meio do engajamento com empresas sustentáveis, que tendem a estar mais bem preparadas para gerenciar riscos econômicos, sociais e ambientais.

Em 2020, lançamos nossa Política de Direitos Humanos, para estabelecer uma clara orientação para colaboradores e demais stakeholders sobre como devemos agir. Também promovemos a inclusão social de imigrantes por meio da tradução de informações em idiomas de refugiados, como espanhol e crioulo haitiano. Na esfera ambiental, em 2021, aprovamos a Política Ambiental e substituímos as áreas de risco por áreas verdes e produtivas, viabilizando hortas comunitárias nas linhas de transmissão da empresa no Programa Cultivar Energia. Pela 16ª vez fomos citados no Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE B3, e mais uma vez fomos pré-selecionados pelo Índice Dow Jones de Sustentabilidade. Trabalhamos muito para que nossas operações estejam alinhadas com uma economia de baixo carbono. Nossas ações passaram a integrar a carteira do Índice Carbono Eficiente (ICO2) da B3, demonstrando nosso compromisso com a transparência de nossas emissões. Avançamos na Gestão de Mudanças Climáticas, onde mantemos o Conceito B do CDP (Carbon Disclosure Program), uma das principais iniciativas do setor financeiro que visa reduzir as emissões de gases de efeito estufa das empresas. Nosso Conselho de Administração também aprovou o Plano de Neutralidade de Carbono, composto por iniciativas que visam neutralizar nossas emissões até 2030.

Em 2021, aprovamos um novo estatuto, por meio do qual criamos o Comitê de Desenvolvimento Sustentável, com o objetivo de manter a Copel entre as empresas com as melhores práticas de governança e ações em ESG e nortear a estratégia de sustentabilidade da empresa. Também implementamos iniciativas no âmbito do Plano de Neutralidade Carbono. Adotamos as melhores práticas de mercado para orientar e avaliar nosso desempenho e comparar práticas com referências globais e locais: Índice de Sustentabilidade Empresarial B3 - ISE, Indicadores Ethos para Modelos de Negócios Sustentáveis e Responsáveis e outras avaliações e classificações relacionadas à questão ambiental, social e de governança. Por meio de um relatório anual, reforçamos nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável e somos responsáveis por nosso desempenho relacionado aos aspectos econômicos, sociais, ambientais e de governança (Relatório Integrado Copel). Este relatório segue as diretrizes internacionais do modelo de normas da Global Reporting Initiative (GRI) e da International Integrated Reporting Initiative (IIRC) e é submetido a uma verificação independente, para garantir a confiabilidade das informações divulgadas.

ATIVO IMOBILIZADO

Nossos principais bens consistem de instalações de geração descritas em “Negócios”. Do valor contábil líquido do nosso imobilizado em 31 de dezembro de 2021 (incluindo obras em curso), as instalações de geração representavam 58,3%, os parques eólicos representavam 36,1%, a Elejor representava 3,5% e a Usina Termelétrica de Araucária representava 2,1%. Acreditamos que nossas instalações são de modo geral adequadas para nossas necessidades atuais e apropriadas para as finalidades pretendidas.

Além disso, as infraestruturas utilizadas pelos negócios de transmissão e distribuição são classificadas como ativo financeiro, de contrato e intangível, conforme descrito na nota 4.4, 4.5 e 4.9 de nossas demonstrações financeiras auditadas.

O PROCESSO DE DESAPROPRIAÇÃO

Embora nos sejam outorgadas concessões do Governo Federal para construir instalações hidrelétricas, não recebemos a titularidade das terras onde as instalações serão localizadas. Para podermos construir essas instalações, é necessário desapropriar terras. As terras necessárias à implementação de uma usina hidrelétrica somente podem ser desapropriadas em conformidade com a legislação específica. Geralmente negociamos com as comunidades e com os proprietários individuais que ocupam as terras, de modo a reassentar tais comunidades em outras áreas e indenizar os proprietários individuais. Nossa política de reassentamento e indenização geralmente tem resultado em solução das disputas relativas a desapropriações, com acordos amigáveis para a maioria deles. Em 31 de dezembro de 2021, estimamos nosso passivo em relação à resolução dessas disputas em aproximadamente R\$125,0 milhões. Esse montante é adicional aos valores para desapropriação, incluídos nos orçamentos de cada uma de nossas instalações hidrelétricas.

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Geral

Em abril de 2022, de acordo com a Portaria nº 40/2022, o MME aprovou o Plano Decenal de Energia – PDE 2031, que projeta para 945 TW a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil em 2031. Está projetado no PDE 2022 que 83% desse total serão de origem renovável (53% de origem hidrelétrica, 15% de autoprodução e geração distribuída e 14% de geração eólica e solar, 8% de termelétrica e 10 % de outras fontes de geração).

Em 2021, aproximadamente 28% da capacidade de geração instalada do Brasil é de propriedade da Eletrobras (incluindo sua subsidiária integral Eletronuclear e sua participação de 50% em Itaipu). Por meio de suas subsidiárias, a Eletrobras também é responsável por aproximadamente 45% da capacidade instalada de transmissão igual ou superior a 230 kV no Brasil. Além disso, alguns Estados brasileiros controlam empresas envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia tais como a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Copel, entre outras.

Principais Autoridades Reguladoras

Ministério de Minas e Energia – MME

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

Conselho Nacional da Política Energética - CNPE

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

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

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

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

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

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

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

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

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

Eletrobras

A Eletrobras atua como controladora das seguintes empresas pertencentes ao Governo Federal: Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, Furnas Centrais Elétricas S.A., CGT Eletrosul, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte, Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE e Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel e Itaipu Binacional. A Eletrobras administra a comercialização da energia de Itaipu e de fontes alternativas de energia, sob o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa.

Histórico da Legislação do Setor

A Constituição brasileira prevê que o desenvolvimento, o uso e a venda de energia podem ser realizados diretamente pelo governo federal ou indiretamente através da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo governo federal ou pelos governos estaduais. Desde 1995, o governo brasileiro tem tomado uma série de medidas para reformar o setor elétrico brasileiro. Em linhas gerais, o objetivo dessas medidas tem sido aumentar o papel do investimento privado e eliminar as barreiras existentes ao investimento estrangeiro, com vistas a aumentar assim a concorrência e a produtividade geral no setor.

Abaixo segue resumo dos principais desdobramentos no quadro regulamentar e jurídico do setor elétrico brasileiro:

- Em 1995, (i) a constituição federal foi alterada para permitir o investimento estrangeiro em geração de energia; (ii) a Lei de Concessões foi promulgada, exigindo que todas as concessões de serviços relacionados a energia sejam outorgadas mediante licitação, prevendo a criação de produtores independentes e consumidores livres e garantindo aos fornecedores de energia e aos consumidores livres acesso livre a todos os sistemas de distribuição e transmissão; e (iii) uma parte das participações controladoras detidas pela Eletrobras e por vários estados brasileiros em empresas de geração e distribuição foi vendida a investidores privados.
- Em 1998, a Lei do Setor Elétrico foi promulgada, prevendo, entre outras medidas, a criação do ONS e a indicação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), um banco de desenvolvimento controlado 100% pelo Governo Brasileiro, como agente financiador do setor elétrico, especialmente para apoiar novos projetos de geração.

- Em 2001, o Brasil sofreu uma séria crise energética que perdurou até o fim de fevereiro de 2002. Durante esse período, o governo brasileiro implementou um programa de racionamento do consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, ou seja, o Sudeste, o Centro-Oeste e o Nordeste do Brasil. Em abril de 2002, o governo brasileiro implementou pela primeira vez um reajuste tarifário extraordinário para compensar as perdas sofridas pelos fornecedores de energia em razão do período de racionamento.
- Em 2004, o governo brasileiro promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para novamente reestruturar o setor elétrico com o objetivo de proporcionar aos consumidores um fornecimento de energia elétrica estável a preços razoáveis. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu mudanças relevantes na regulamentação do setor elétrico, com vistas a (i) fornecer incentivos para que entidades públicas e privadas construam e mantenham empreendimentos de geração e (ii) garantir o fornecimento de energia no Brasil a baixas tarifas por meio de processo competitivo de licitação pública de energia elétrica. Os principais pontos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:
 - A garantia de existência de dois mercados: (i) o mercado regulado, um mercado mais estável em termos de oferta de energia; e (ii) um mercado destinado especificamente a certos participantes (consumidores livres e empresas de comercialização, por exemplo), chamado de mercado livre, que permite certo grau de competição em relação ao mercado regulado.
 - Restrições a determinadas atividades de distribuição, incluindo a exigência de que os distribuidores se concentrem em seu *core business* de atividades de distribuição para oferecer serviços mais eficientes e confiáveis aos consumidores cativos.
 - Extinção do auto suprimento (*self-dealing*) por meio do incentivo de compra de energia elétrica pelos distribuidores aos menores preços disponíveis em vez da compra de energia elétrica fornecida por partes relacionadas.
 - Respeito aos contratos firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, para assegurar estabilidade regulatória às transações realizadas antes de sua promulgação.
- Em 2004, o Decreto No. 5.163 regulamentou a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Esse decreto inclui, entre outros itens, regras relativas a procedimentos de leilão, à forma dos contratos de compra de energia e ao mecanismo de repasse de custos aos consumidores finais. Entre outros assuntos, este decreto:
 - Estabelece as diretrizes sob as quais os agentes que adquirem energia devem contratar sua demanda de energia. Os agentes que comercializam energia devem comprovar que a energia a ser vendida provém de instalações de geração existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem essas exigências estão sujeitos a penalidades impostas pela ANEEL.
 - Exigem que as companhias de distribuição contratem 100% de suas necessidades de energia primordialmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as companhias de distribuição podem adquirir montantes limitados (até 10% de sua demanda) de: (i) companhias de geração conectadas diretamente à companhia de distribuição (exceto usinas hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas usinas termelétricas), (ii) empreendimentos de geração de energia elétrica participantes da fase inicial do Proinfa, (iii) Itaipu e (iv) cotas desses contratos de concessão de geração prorrogados ou sujeitos a nova licitação, de acordo com a Lei nº 12.783/2013, sobre prorrogação de concessões.
 - Determina que o MME estabeleça o montante total de energia a ser contratado no mercado regulado, incluindo o número e tipo de empreendimentos de geração que serão leiloados a cada ano.

- Exige que todas as companhias de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, todos os produtores independentes de energia e os consumidores livres são obrigados a notificar a MME, até 1º de agosto de cada ano, quanto a sua demanda ou geração estimada de energia elétrica, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Antes de cada leilão de energia, as companhias de distribuição são também obrigadas a notificar a MME quanto aos volumes de energia que pretendem contratar no leilão. Além disso, as companhias de distribuição são obrigadas a especificar a parcela do volume contratado que pretendem usar para suprir consumidores livres potenciais.
- Em 2012, o governo brasileiro promulgou duas Medidas Provisórias que trouxeram mudanças importantes para a estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro: (i) Medida Provisória Nº 577, de 29 de agosto de 2012 (convertida na Lei 12.767, de 27 de dezembro de 2012); e (ii) Medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783/2013). A Medida Provisória Nº 577 estabeleceu a obrigação do poder concedente de prestar serviços de energia elétrica caso uma concessão termine, bem como as novas regras de intervenção pelo poder concedente em concessões de energia elétrica para garantir um desempenho adequado dos serviços de utilidade pública. A Lei nº 12.783/2013 estabeleceu novas regras que mudaram a capacidade das concessionárias de renovar contratos de concessão. De acordo com essa Lei, as concessionárias de distribuição e geração podem renovar seus contratos de concessão vigentes a partir de 1995 e as concessionárias de transmissão podem renovar seus contratos de concessão vigentes antes e a partir de 1995 por um período adicional de 30 anos, contanto que as concessionárias concordem em alterar os contratos de concessão para refletir o novo regime tarifário a ser estabelecido pela ANEEL. Vide “Concessões”.
- Em 2013, a Lei nº 12.783/2013 foi promulgada. Esta lei mudou a natureza dos contratos de concessão das usinas de geração existentes à época. Antes de 2013, uma concessionária de geração tinha o direito de vender a energia gerada pelas instalações sujeitas à sua concessão com fins lucrativos. Por outro lado, as concessões de geração para instalações de geração existentes (incluindo aquelas renovadas de acordo com a Lei de Renovação de Concessões de 2013) não poderiam mais conceder às concessionárias o direito de vender a energia gerada por essas instalações. Em vez disso, essas concessões passaram a abranger a operação e manutenção das instalações de geração. A energia gerada por essas usinas é alocada em cotas ao mercado regulado para compra pelas concessionárias de distribuição. No caso de instalações de geração criadas após a Lei de Renovação de Concessões de 2013, a concessionária tem o direito de vender a energia produzida pela instalação. Para mais informações, consulte o “Item 4. Informações sobre a Companhia - Concessões - Lei de Renovação de Concessões de 2013.
- Em 2015, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei Federal nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, para revisar a alocação dos riscos hidrológicos arcados pelas usinas hidrelétricas que compartilham esses riscos de acordo com o Mecanismo de Realocação de Energia. Em 2014 e 2015, considerando as más condições hidrológicas, os participantes do MRE geraram menos energia que suas energias asseguradas, o que foi confirmado por uma redução significativa do Fator de Ajuste de Garantia Física (“GSF”), medida da proporção entre a energia gerada pelos participantes do MRE e suas respectivas energias asseguradas. Essas deficiências de geração resultaram em perdas para os participantes do MRE, considerando suas exposições a riscos hidrológicos. Consequentemente, a Lei Federal nº 13.203 estabeleceu um mecanismo opcional que permite que cada usina transfira esses riscos para os consumidores finais por meio do pagamento de um prêmio de risco para o governo federal brasileiro, bem como algumas prorrogações temporárias de concessões de geração para compensar as perdas de 2015. Decidimos aderir ao mecanismo com relação a todos os Contratos de Energia elegíveis da Copel GeT e da Elejor nos termos desse novo mecanismo de alocação de riscos, o que representou aproximadamente 16% da garantia física total da Copel GeT.
- Em 2016, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 735, datada de 22 de junho de 2016, convertida na Lei Federal nº 13.360, com data de 17 de novembro de 2016, que alterou várias leis federais, especialmente para: (i) rever determinadas regras relativas a encargos

regulatórios (CDE, CCC e RGE) e nomear a CCEE como nova administradora de tais encargos; (ii) facilitar a privatização de empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, (iii) alterar determinados requisitos dos regimes de concessão e autorização de geração; (iv) alterar as regras relacionadas ao MRE; (v) permitir que as empresas de distribuição vendam excedentes de energia no mercado livre; (vi) prorrogar os prazos para o início da oferta em leilões de energia no mercado regulamentado; e (vii) transferir do MME para a ANEEL a competência para decidir sobre os pedidos feitos pelas empresas de geração e transmissão para prolongar os cronogramas de construção das suas instalações.

- Em julho de 2017, o MME divulgou a Consulta Pública nº 033/2017, denominada “Proposta de melhoria do marco legal do setor elétrico”. Esta consulta pública constitui um passo importante para orientar o MME na elaboração de propostas legislativas específicas capazes de proporcionar medidas de racionalização econômica e modernização do setor elétrico.
- Em agosto de 2017, o Decreto 9143/2017 alterou a periodicidade dos leilões de energia nova e autorizou as distribuidoras a negociarem os contratos de venda de energia no Mercado Livre para consumidores livres e outros agentes (geradoras, comercializadoras e produtores independentes), contanto que tais contratos fossem vinculados à energia excedente contratada nos leilões.
- Em janeiro de 2018, o Decreto nº 9.721 / 2018 regulamentou a outorga de renovação do contrato de concessão no setor elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. De acordo com o decreto, a União poderá outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até trinta anos, contado da data de sua celebração, à empresa resultante do processo licitatório de privatização de concessionária de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município. Este decreto foi alterado em novembro de 2019 nos termos do Decreto no 10.135, com o objetivo de reduzir o prazo para a concessionária solicitar a concessão de um novo contrato, de 60 para 42 meses, bem como de fixar a conclusão do processo de privatização com prazo remanescente de concessão superior a dezoito meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.
- Em 2018, a União Federal concluiu a privatização das distribuidoras da Eletrobras, quais sejam, Companhia Energética do Piauí - Cepisa, Companhia Energética de Rondônia S.A. - Ceron, Companhia de Energia elétrica do Acre - Eletroacre, Boa Vista Energia S.A. - Boa Vista Energia, Companhia Energética de Alagoas - Ceal e Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
- Em junho de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, por meio da Resolução nº 16, lançou programa para dinamizar o mercado de gás natural e a ampliar a concorrência através de ações voltadas à promoção da livre concorrência e utilização das termoeletricas como veículo de criação de demanda para o melhor aproveitamento do gás natural do Pré-Sal.
- Em dezembro de 2019, o MME publicou a Portaria nº 465/2019, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, atendidos em qualquer voltagem, permitindo que eles comprem energia de fontes convencionais, considerando o seguinte cronograma: (i) a partir de 1º de janeiro de 2021: consumidores com demanda igual ou superior a 1.500 kW; (ii) a partir de 1º de janeiro de 2022: consumidores com demanda igual ou superior a 1.000 kW; e (iii) 1º de janeiro de 2023: consumidores com demanda de 500 kW ou mais. Além disso, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deverão apresentar estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga elétrica abaixo de 500 kW.
- Em janeiro de 2020, o ONS implementou o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – DESSEM, visando otimizar a operação do SIN, e reduzir as diferenças entre o despacho planejado e o despacho realizado uma vez que considera tanto aspectos relacionados à rede elétrica como à operação das usinas hidroelétricas, termoeletricas e demais componentes do setor. A implantação do DESSEM atende ao cronograma estabelecido na portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019.

- Em setembro de 2020, foi aprovada a Lei nº 14.052 (a “Lei do GSF”), que estabeleceu novas condições para a renegociação do risco hidrológico da geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203/2015, entre outras medidas. Esse procedimento foi regulamentado por meio da Resolução Normativa nº 895/2020, na qual a ANEEL estabeleceu a metodologia de cálculo da indenização aos proprietários das usinas hidrelétricas participantes do MRE. Também regulamentou o repatriamento do risco hidrológico para equacionar a emissão de GSF e dívidas em aberto na CCEE para permitir o retorno da normalidade e maior liquidez no mercado de energia elétrica de curto prazo, em troca da prorrogação dos prazos das outorgas concedidas às hidrelétricas plantas até sete anos. A resolução foi alterada pela Resolução Normativa nº 945/2021, alterando a metodologia de compensação das usinas que renegociaram o risco hidrológico nos termos da Resolução Normativa nº 684/2015. A ANEEL aprovou posteriormente os prazos para prorrogação da outorga das usinas participantes do MRE por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.919/2021 e nº 2.932/2021. Os interessados em aderir ao novo mecanismo devem desistir das ações judiciais relacionadas à mitigação dos riscos hidrológicos do MRE e assinar termo de aceitação de tais condições.
- Em dezembro de 2020, por meio da Resolução Normativa nº 905/2020, a ANEEL consolidou as regras para os Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, a partir de 1º de janeiro de 2021.
- Em janeiro de 2021, a CCEE adotou um modelo de precificação por hora para a contabilização e liquidação do mercado de curto prazo. Assim, desde 1º de janeiro de 2021, o PLD é oficialmente calculado para cada submercado por hora, conforme cronograma de implantação definido pela Portaria MME 301/2019.
- Além disso, 2020 e 2021 foi atípico devido à pandemia COVID-19, que exigiu a introdução de várias medidas legais e regulamentares, conforme destacado a seguir:
 - Em março de 2020, o Decreto nº 6 declarou oficialmente o estado de emergência no Brasil, com vigência até 31 de dezembro de 2020. Na mesma data, foi lançado o o Decreto nº 10.282 (complementado pelo Decreto nº 10.288/2020), que regulamentou a Lei nº 13.979/2020 e tratou das novas medidas da COVID-19, incluindo diretrizes relativas à exploração de serviços públicos e atividades essenciais, especificamente o setor elétrico e elétrico geração, transmissão e distribuição. Por meio do Decreto nº 117/2020, o MME também instituiu no âmbito do Ministério um Comitê de Crise para articular, coordenar, acompanhar, orientar e fiscalizar as medidas e ações tomadas contra a COVID-19 durante a crise de saúde pública. Em linha com as diretrizes estabelecidas por este decreto, a ANEEL editou o Decreto nº 6.335/2020, Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica, com o objetivo de identificar os efeitos da pandemia COVID-19 sobre o mercado de energia elétrica e acompanhamento da situação econômico-financeira em relação à oferta e demanda, bem como a coordenação de estudos de propostas para preservação do equilíbrio entre as diversas entidades do setor.
 - Em março de 2020, para garantir a continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 878/2020, solidificando as primeiras medidas da Agência no sentido de garantir o fornecimento de energia elétrica a determinadas unidades consumidoras que perderam a capacidade de se manter em conformidade com resultado da pandemia COVID-19. Isso diz respeito especialmente às unidades consumidoras relacionadas ao fornecimento de energia para serviços e atividades consideradas essenciais, conforme definido pelos Decretos Federais nº 10.282/2020 e nº 10.288/2020.
 - Em 8 de abril de 2020, o governo brasileiro emitiu a Medida Provisória nº 950, que especificava medidas de emergência temporárias para o setor elétrico para enfrentar o estado de emergência, estabelecendo uma isenção nas tarifas de energia financiadas pela CDE para consumidores de baixa renda para até 220 kWh / mês, no

período de 01 de abril a 30 de junho de 2020. Para tanto, os recursos foram provisionados por meio de operação de crédito com o objetivo de proporcionar alívio financeiro às distribuidoras de energia elétrica. Na mesma data, a ANEEL publicou o Despacho nº 986, autorizando a CCEE a repassar aos agentes do setor, com base no consumo, os recursos financeiros excedentes disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro, com o objetivo de reforçar a liquidez do setor em meio ao a pandemia COVID-19.

- Em 18 de maio de 2020, o governo brasileiro emitiu o Decreto nº 10.350, que regulamentou a Medida Provisória nº 950/2020 e dispôs sobre a criação do Fundo COVID-19. Esse fundo deveria receber recursos para cobrir déficits potenciais ou antecipar receitas das distribuidoras e regular a utilização de tarifas pela CDE para fins de pagamentos e recebimentos de valores para cobrir ou diferir custos decorrentes da pandemia COVID-19. Por meio da Resolução nº 885/2020, a ANEEL estabeleceu critérios e procedimentos para a gestão do Fundo COVID-19. Os valores dos recursos do Fundo COVID-19 aportados às concessionárias foram operacionalizados pela CCEE ao longo de 2020, considerando, para tanto, a existência de saldo positivo no fundo.
- Em maio de 2020, por meio do Despacho nº 1.511 / 2020, a ANEEL suspendeu a aplicação sistemática do regime de acionamento das Bandeiras Tarifárias, em circunstâncias excepcionais e temporárias, conforme previsto no Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulamentação tarifária. Isso acrescentou uma “bandeira verde” até 31 de dezembro de 2020 de acordo com o prazo estipulado no Decreto Federal nº 10.350/2020 para cobrir os custos do setor elétrico com recursos do Fundo COVID-19. Vigorou até 30 de novembro de 2020, quando foi revogada pela ANEEL com a edição, no mesmo dia, do Despacho nº 3.364/2020.
- Em setembro de 2020, foi emitida a Medida Provisória nº 998/2020, em decorrência de importantes mudanças nas regras do setor elétrico para mitigar os efeitos ao consumidor decorrentes de auxílios concedidos às empresas em decorrência da pandemia COVID-19, posteriormente aprovada pela Câmara dos Deputados em 17 de dezembro de 2020 e pelo Senado Federal em 4 de fevereiro de 2021, sendo sancionado em março de 2021 pelo Presidente da República, por meio da Lei 14.120, de 1º de março de 2021. Com a mesma finalidade, a Lei nº 14.120 permitiu a realocação de determinados recursos de P&D e eficiência energética (EE) para a conta do CDE entre 2021 e 2025 para determinados projetos. Estão excluídos deste benefício novos empreendimentos de energia renovável, entre outros. Novos projetos de energia hidrológica com capacidade superior a 30 MW terão direito a um desconto nas tarifas de 50% por 5 anos contados a 2 de março de 2021 e 25% para os 5 anos subsequentes.
- A Lei 14.120/2021 também estabeleceu um prazo para a definição de diretrizes do governo para a concessão de determinados benefícios ambientais, alinhados a determinados parâmetros de eficiência, segurança e competitividade, em conexão com os esforços de modernização do setor elétrico.
- Em janeiro de 2021, a CCEE adotou um modelo de precificação horária para contabilização e liquidação do mercado de curto prazo. Assim, desde 1º de janeiro de 2021, o PLD é calculado oficialmente para cada submercado por hora, e implementado conforme cronograma definido pela Portaria MME 301/2019.
- Em abril de 2021, a Resolução CNPE 24/2021 aprovou as Diretrizes de Cibersegurança para o Setor Elétrico, conforme estabelecido na Resolução CNPE 1, de 10 de fevereiro de 2021, que criou um grupo de trabalho com considerações sobre prevenção, tratamento, resposta e resiliência sistêmica.
- Em abril de 2021, foi aprovada a Lei nº 14.134/2021, que estabelece o novo marco

regulatório do mercado de gás natural no Brasil. Essa lei estabelece regras para as atividades econômicas de transporte de gás natural por dutos e alterou o regime de exploração econômica dessa atividade de concessão para autorização a ser concedida pela ANP. Também regulamentou a importação, exportação, tratamento, processamento, armazenamento e comercialização de gás natural, entre outras atividades correlatas.

- Em maio de 2021, foi aprovado o Decreto nº 10.707 para regulamentar as disposições legais para a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores nos contratos de mercado livre e reserva de capacidade, com o objetivo de assegurar a continuidade do fornecimento de energia elétrica.
- Em junho de 2021, diversas medidas foram adotadas pelo Governo Federal para enfrentar a escassez de energia hidrelétrica. A Medida Provisória 1.055/2021 criou a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (“CREG”) para estabelecer medidas emergenciais de otimização do uso dos recursos hidrelétricos e de combate à escassez hídrica, a fim de preservar a continuidade e a segurança do abastecimento eletroenergético no Brasil. Cabe ao CREG aprovar medidas urgentes propostas pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e, se aprovadas, o cumprimento era obrigatório por outras agências e entidades reguladoras do setor. Dentre as medidas adotadas pela CREG, destacam-se: (i) criação de programa de incentivo à redução voluntária do consumo dos consumidores dos Grupos A e B no mercado regulado; (ii) a regulamentação das Bandeiras Tarifárias, (associando as tarifas ao nível de escassez de água e escassez hidrológica); e (iii) a adoção de um procedimento simplificado para demandar capacidade reservada de 2022 a 2025.
- Em julho de 2021, a Lei nº 14.182 aprovou o modelo de privatização da Eletrobrás e também estabeleceu novas regras para a compra de reserva de capacidade de termelétricas a gás natural em diversas regiões do Brasil e a alocação de pelo menos 50% da demanda declarada pelas distribuidoras para hidrelétricas de até 50 MW nos leilões A-5 e A-6.
- Em dezembro de 2021, o governo brasileiro publicou a Medida Provisória nº 1.078/2021, que permite a estruturação de operações de crédito utilizando a Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) para amortização, mesma estrutura utilizada para a Conta-Covid. Essa medida mitiga o descasamento entre as receitas arrecadadas com a tarifa e os custos de geração de energia por meio de empréstimos às distribuidoras para equalizar esses custos. O Decreto 10.939/2022 regulamentou ainda mais a matéria. Adicionalmente, a medida também prevê a instituição de bandeiras tarifárias extraordinárias quando necessário.
- Em dezembro de 2021, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 964/2021, que regulamenta as diretrizes para as políticas e atividades de segurança cibernética para o setor.
- Em dezembro de 2021, foi publicado o Decreto nº 10.893/2021, que flexibilizou as exigências para a emissão de autorizações para implantação e operação de usinas. Suspendeu os requisitos relativos à comprovação de viabilidade de ligação ao sistema de transmissão e/ou distribuição para projetos de geração baseados em energia solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada até 2 de março de 2022.
- Em dezembro de 2021, a ANEEL publicou a REN nº 1.000/2021, que 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.

Potencial Novo Marco Regulatório

As seguintes possíveis alterações na estrutura regulatória brasileira podem ter um impacto direto em nossas operações, pois nossos negócios estão sujeitos a uma regulamentação abrangente por vários órgãos legais e reguladores brasileiros, especialmente o MME, que propõe políticas setoriais, e a ANEEL, que regula, supervisiona e inspeciona vários aspectos de nossos negócios, incluindo nossas tarifas.

- Em fevereiro de 2018, o MME publicou em seu website o relatório da audiência pública, refletindo a proposta final das melhorias à estrutura regulatória aplicável ao setor de energia, especialmente motivadas pelos eventos tecnológicos, sociais e ambientais, bem como dificuldades resultantes dos modelos de negócios atuais. Dentre os tópicos discutidos, merecem destaque os seguintes:
 - Rescisão do sistema de quotas aplicável às concessões de hidrelétricas (UHE) que foram oferecidas ou concedidas por meio de processos de licitação, de acordo com a Lei Federal 12.783/2013 e alocação de parte do benefício econômico das concessões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de forma a reduzir os encargos cobrados da população;
 - Redução dos limites mínimos de acesso ao Mercado Livre;
 - Abordagem entre a formação de preço de curto prazo e o custo operacional do sistema;
 - Se energia e lastro (atualmente combinados para fins de comercialização) deveriam ser separados;
 - Efeitos da migração dos consumidores para o Mercado Livre;
 - Mercado para atribuições ambientais;
 - Captação do capital estrangeiro para investimentos no setor de energia brasileiro;
 - Descontos tarifários mais eficientes;
 - Alocação de recursos da reserva de reversão global para o segmento de transmissão;
 - Diretrizes para a utilização dos recursos de pesquisa e desenvolvimento;
 - Modernização do mercado regulado; e
 - Redução das disputas judiciais acerca do risco hidrológico.
- Em maio de 2018, a maioria das melhorias propostas pelo MME com relação à estrutura regulatória aplicável ao setor de energia foi incluída no Projeto de Lei 1.917/2015 da Câmara dos Deputados, conhecido como Projeto de Lei da Portabilidade da Conta de Luz. Esse projeto de lei ainda está sendo analisado pela Câmara dos Deputados e, se aprovado, dependerá da aprovação do Senado e do Presidente do Brasil.
- Além disso, existem iniciativas para promover a modernização do setor energético. A Portaria MME nº 187/2019 estabeleceu um grupo de trabalho para desenvolver propostas para a modernização do setor de energia, que divulgou um relatório em outubro de 2019 com medidas que devem ser adotadas ou estudadas, incluindo tópicos como (i) abertura de o mercado consumidor; (ii) mecanismo de precificação para o mercado de curto prazo; (iii) expansão do Mercado Livre, acomodando novas tecnologias e novos modelos de negócios; (iv) Mecanismo de Realocação de Energia; (v) berços e alocação de riscos; (vi) introdução de novas tecnologias; e (vii) serviços de distribuição sustentável. Este grupo de trabalho foi nomeado para um mandato de 2 anos, que pode ser prorrogado por mais 1 ano.
- Em novembro de 2019, o Governo Federal submeteu o Projeto de Lei nº 5.877 ao Congresso Brasileiro, que, entre outros assuntos, trata da privatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras. Esse projeto de lei determina a privatização da Eletrobras mediante aumento de capital e oferta pública de novas ações ordinárias (que dão direito a seus titulares a direito a voto),

resultando na diluição da participação detida pelo Governo Federal na Eletrobras. Em fevereiro de 2021, foi editada a Medida Provisória nº 1.031/2021 sobre a Privatização da Eletrobras.

- Em novembro de 2019, a ANEEL submeteu uma proposta de emenda à Resolução nº 482/2012 a uma audiência pública. Esta resolução refere-se à distribuição de micro e mini geração de energia. A atualização dessas regras foi exigida em 2015 pela Resolução 687/2015 e sugere melhorias no sistema de compensação de crédito em vista de alterações na geração distribuída nos últimos anos.
- Em dezembro de 2019, o CNPE aprovou sua Resolução nº 29, segundo a qual (i) revisou os critérios gerais adotados com relação à garantia de fornecimento em estudos sobre expansão da oferta, planejamento das operações do SIN e cálculos de garantias físicas de energia e potência de um projeto de geração. No entanto, o MME determinará os limites específicos para esses critérios, utilizados no cálculo das garantias físicas e nos planos de expansão.
- Em 2020, em função da pandemia COVID-19, foram interrompidas as discussões iniciadas em 2017 entre o MME e o setor elétrico a respeito de propostas de melhoria do marco legal e regulatório da indústria. Isso significou avanços limitados em medidas como o PL nº 1.917/2015 e o PLS nº 232/2016, que tratam de questões como o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade das contas de luz e as concessões para geração de energia elétrica. A pandemia COVID-19 também possibilitou o comprometimento da Comissão Especial da Câmara dos Deputados, criada em agosto de 2019, a respeito do Código Brasileiro de Energia Elétrica, que visa consolidar a legislação de energia elétrica que atualmente está dispersa em portarias de diversos órgãos governamentais. Já em 2021 verificou-se o reinício das discussões e avanço nos trâmites do PL Noº 1.917/2015 e PLS No. 232/2016, este último passou a ser intitulado de PL No. 414 no Congresso Brasileiro e foi incluído na agenda legislativa como projeto de lei prioritário.
- No entanto, houve importantes avanços legislativos em 2021 em relação à geração distribuída, incluindo a aprovação do marco legal para micro e minigeração distribuída, e a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social - PERS.
- Adicionalmente, a CCEE publicou duas Notas Técnicas relevantes. A primeira propõe mecanismos para aprimorar o monitoramento do mercado de energia elétrica, bem como a regulação da comercialização de energia elétrica, por meio da adoção de novos procedimentos para identificação de riscos de mercado e condutas anômalas, amparados nas práticas e princípios adotados no mercado financeiro. A segunda propõe melhorias nos modelos de salvaguardas financeiras e mecanismos de mitigação de perdas decorrentes de inadimplência no Mercado de Curto Prazo. A ANEEL deliberará sobre a submissão das propostas para audiência pública.

Essas possíveis mudanças na estrutura regulatória aplicável ao setor energético brasileiro podem impactar nossas operações nos próximos anos.

Concessões

As companhias ou consórcios que desejam construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de licitações ou requerer ao MME ou à ANEEL uma concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões dão direito a gerar, transmitir ou distribuir energia dentro de área de concessão específica, por período determinado. Esse período é de 35 anos para concessões de geração outorgadas após 2003 e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, as concessionárias de geração e distribuição podem renovar seus contratos de concessão vigentes a partir de 1995 e as concessionárias de transmissão podem renovar seus contratos de concessão vigentes antes e a partir de 1995 por um período adicional de 30 anos, contanto que as concessionárias concordem em alterar os contratos de concessão para refletir os novos termos e condições estabelecidos pela lei. A Lei nº 12.783/2013 não afeta as concessões de geração outorgadas após 2003, pois não são renováveis.

A Lei nº 12.783/2013 estabelece, entre outras disposições, as condições que a concessionária deve observar na prestação de serviços de energia, os direitos do consumidor e os direitos e as obrigações da concessionária e do poder concedente. A concessionária deve cumprir os regulamentos gerais que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei nº 12.783/2013 e dos regulamentos associados da ANEEL são resumidas abaixo:

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

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

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

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

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

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

Um contrato de concessão também pode ser extinto (i) por acordo mútuo entre as partes, (ii) por falência ou dissolução da concessionária, ou (iii) por decisão judicial final transitada em julgado em ação impetrada pela concessionária. Quando um contrato de concessão é extinto, todos os ativos, direitos e privilégios relacionados de modo relevante com a prestação dos serviços de energia são revertidos para o governo brasileiro. Em razão da extinção, a concessionária faz jus a indenização por seus investimentos em ativos não totalmente amortizados ou depreciados, deduzidos todos os montantes referentes a multas e danos devidos pela concessionária.

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

Penalidades. Os regulamentos da ANEEL regem a imposição de sanções contra participantes do setor elétrico e determinam as penalidades apropriadas com base na natureza e importância da infração (incluindo avisos, multas, suspensão temporária do direito de participar de licitações de novas concessões, de licenças e

de autorizações e declaração de caducidade). Para cada infração, as multas podem ser de até 2% da receita da concessionária (líquida de ICMS e ISS) no período de 12 meses anterior à notificação da penalidade. Algumas infrações que podem resultar em multas dizem respeito à omissão do agente em requerer a aprovação da ANEEL para certos atos, incluindo: (i) assinatura de certos contratos entre partes relacionadas; (ii) venda ou cessão dos ativos relacionados a serviços prestados, assim como constituição de qualquer ônus (incluindo garantia, fiança, aval, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros ativos relacionados à concessão ou às receitas dos serviços de energia elétrica; (iii) mudanças no controle acionário do titular da autorização ou concessão; e (iv) certas mudanças no estatuto social. No caso de contratos entre partes relacionadas submetidos à aprovação da ANEEL, a ANEEL pode buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, exigir que o contrato seja rescindido.

Ambiente Paralelo de Comercialização de Energia Elétrica

Sob a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois segmentos distintos: (i) o mercado regulado, no qual ocorrerá a compra pelas concessionárias de distribuição de toda a energia necessária ao suprimento de seus clientes por meio de leilões e (ii) o mercado livre, no qual se dará a compra de energia elétrica por entidades não reguladas (como consumidores livres e comercializadores de energia).

No entanto, está sujeita a regras específicas diferentes das regras aplicáveis ao mercado regulado e ao mercado livre a energia proveniente: (i) de projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e pequenas centrais hidrelétricas), (ii) de usinas registradas no Proinfa, uma iniciativa do governo brasileiro para criar incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, (iii) de Itaipu, (iv) de Angra 1 e 2 a partir de 2013 e (v) os contratos de concessão de geração prorrogados ou sujeitos a nova licitação de acordo com a Lei nº 12.783/2013.

A energia elétrica gerada por Itaipu continuará a ser vendida pela Eletrobras às concessionárias de distribuição que operam nas áreas Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Sistema Interligado de Transmissão. As tarifas de comercialização da energia elétrica gerada em Itaipu são expressas em dólares americanos e estabelecidas de acordo com um tratado entre o Brasil e o Paraguai. Assim, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem conforme a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar. As variações no preço da energia gerada em Itaipu, entretanto, estão sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A discutido abaixo em “Tarifas de Distribuição”.

A partir de janeiro de 2013, a energia gerada pelas usinas nucleares Angra 1 e 2 passou a ser vendida pela Eletronuclear a concessionárias de distribuição por tarifa calculada pela ANEEL.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não afeta contratos bilaterais celebrados antes de 2004.

O Mercado Regulado

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

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

concessionárias de geração é repassada para distribuidores por um custo menor por meio de cotas correspondentes ao tamanho do mercado atendido.

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

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

Em caso de contratação excedente, em que o volume contratado esteja entre 100% e 105% da demanda real, a distribuidora não será penalizada e os custos adicionais serão compensados por tarifas repassadas aos clientes. Caso o volume contratado seja superior a 105% da demanda real, a distribuidora deverá vender a energia no mercado de curto prazo. Caso o preço contratado seja inferior ao preço do mercado de curto prazo atual, a distribuidora deverá vender a energia excedente como lucro. Por outro lado, caso o preço contratado seja superior ao preço do mercado de curto prazo, a distribuidora deverá vender a energia excedente como prejuízo. A Resolução Normativa da ANEEL nº 711, datada de 19 de abril de 2016, autorizou as distribuidoras a renegociarem os contratos de compra de energia no mercado regulado para reduzir os valores contratados. A Lei Federal 13.360, datada de 17 de novembro de 2016, também autorizou a venda da energia excedente pelas distribuidoras no mercado livre. As Resoluções nº 833, de 4 de dezembro de 2018 e 904, de 8 de dezembro de 2020, estabeleceram recentemente regras adicionais sobre a metodologia a ser adotada pelas distribuidoras no que diz respeito ao Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).

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

O Mercado Livre

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

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

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

Com foco no futuro do setor elétrico, o Ministério de Minas e Energia lançou a Consulta Pública nº 33/2017 com o objetivo de obter a visão de diferentes participantes em torno de melhorias no modelo de negócios do setor. Questões como a expansão do mercado livre e a remoção de barreiras à entrada de seus participantes, preço de energia por hora, alocação adequada de riscos, segurança do fornecimento e sustentabilidade socioambiental foram discutidas. Espera-se mais regulamentação para os próximos anos com projetos de lei sendo discutidos no Congresso brasileiro para implementar reformas no setor elétrico. Para maiores informações, ver “Potencial Novo Marco Regulatório”.

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

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

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

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

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

Leilões no Mercado Regulado

Os leilões de energia para projetos novos de geração são realizados do terceiro ao sétimo ano antes da data de fornecimento inicial da energia (Leilões “A-3 a A-7”). Os leilões de energia elétrica para os geradores de energia já existentes são realizados (i) do primeiro ao quinto ano antes da data de fornecimento inicial (“Leilões A a A-5”), e (ii) até quatro meses antes da data de fornecimento (chamados de “Ajustes de Mercado”).

Geradores de energia novos e existentes podem participar dos Leilões de Energia de Reserva desde que aumentem a capacidade do sistema elétrico ou que não tenham começado a operar comercialmente até janeiro de 2008. Convites para participação nos leilões são preparados pela ANEEL conforme as diretrizes estabelecidas pelo MME, incluindo a exigência de que o menor lance será vencedor do leilão. Cada companhia de geração que participa do leilão firma contrato de compra e venda de energia elétrica com cada companhia de distribuição, na proporção da demanda estimada de energia elétrica de cada companhia de distribuição, exceto nos leilões de ajuste de mercado e de Energia de Reserva.

Os contratos para novos projetos de geração têm prazo de 15 a 35 anos, e os contratos para projetos existentes de geração têm prazo de 1 a 15 anos. Contratos resultantes de Leilões de Ajuste de mercado têm prazo limitado a dois anos. Os contratos de energia de reserva estão limitados a 35 anos.

A quantidade de energia contratada de instalações existentes de geração pode ser reduzida por três razões: (i) compensação pela saída de consumidores cativos que se tornam consumidores livres; (ii) compensação de

desvios em relação às projeções estimadas de mercado (até 4% ao ano do volume contratado anual, com início dois anos depois da estimativa da demanda inicial de energia elétrica); e (iii) ajustes no volume de energia elétrica estabelecido em contratos bilaterais celebrados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

No que diz respeito ao item (i) acima, a redução nas receitas líquidas registrada quando um consumidor cativo se torna um consumidor livre é parcialmente compensada pelo valor adicional que os consumidores civres devem pagar pelo uso de nosso sistema de distribuição. Entretanto, os consumidores livres podem se desconectar de nossa rede de distribuição (deixando, portanto, de pagar nossa tarifa de distribuição) se optarem por se conectar diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão ou se gerarem energia para consumo próprio e a transportarem sem usar nossa rede de distribuição. Como os consumidores livres que se conectam diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão deixam de nos pagar a tarifa de distribuição, podemos não ser capazes de recuperar totalmente essa perda de receita.

Desde 2004, a CCEE realizou trinta e três (33) leilões de energia proveniente de novos projetos de geração, vinte e cinco (25) leilões de energia proveniente de usinas existentes, dez (10) leilões de energia de reserva para aumentar a segurança do fornecimento, três (3) leilões de energia de fontes alternativas e dezessete (17) leilões de ajuste, uma (1) de contratação simplificada de energia de reserva e um (1) leilão de reserva de capacidade. No máximo até 1º de agosto de cada ano, os geradores e distribuidores apresentam sua geração ou demanda de energia elétrica estimada para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o volume total de energia elétrica a ser negociado no leilão e determina as companhias de geração que dele participarão. O leilão é realizado eletronicamente em duas fases.

Ao fim do leilão (exceto no caso de leilão de energia de reserva), geradores e distribuidores firmam o CCEAR, determinando o preço e o volume da energia negociada no leilão. O preço é corrigido anualmente com base nas variações de preços publicadas pelo IPCA. Os distribuidores fornecem garantias financeiras aos geradores (principalmente contas a receber pelo serviço de distribuição) para garantir suas obrigações de pagamento previstas nos CCEARs. Também ao fim do Leilão de Energia de Reserva, as concessionárias de geração e a CCEE firmam o Contrato de Energia de Reserva, determinando o preço e o volume da energia negociada no leilão. Os distribuidores, consumidores livres e autoprodutores firmam então o Contrato de uso da Energia de Reserva (o “CONUER”) com a CCEE, para estabelecer os termos de uso da energia de reserva. Os consumidores de energia de reserva fornecem garantias financeiras à CCEE para garantir suas obrigações de pagamento sob o CONUER.

A Lei nº 12.783/2013 estabeleceu que as concessões de geração celebradas antes de 2003, e que não foram renovadas, estariam sujeitas a um novo processo de licitação e que a energia gerada por essas unidades será alocada pelo governo federal brasileiro em cotas para o mercado regulado para aquisição por concessionárias de distribuição. Em 25 de novembro de 2015, a ANEEL realizou um processo de licitação para novas concessões de 30 anos referentes a 29 usinas hidrelétricas de acordo com a Lei nº 12.783/2013,. Até 31 de dezembro de 2016, 100% da energia elétrica gerada por essas 29 usinas hidrelétricas deveria ser destinada ao mercado regulado e, a partir de 1º de janeiro de 2017, o percentual foi reduzido para 70%. Em 27 de setembro de 2017, a ANEEL realizou outro processo de licitação para a concessão de novas concessões de 30 anos de 4 usinas hidrelétricas, de acordo com a Lei de Renovação de Concessões de 2013. Neste leilão, o percentual destinado ao mercado regulado foi de 70% desde o início da concessão.

Valor Anual de Referência

A regulamentação brasileira estabelece um mecanismo (“Valor Anual de Referência”) que limita os custos que podem ser repassados aos consumidores finais. A regulamentação estabelece certas limitações à capacidade de repasse de custos aos consumidores pelas companhias de distribuição, como por exemplo, o repasse de custos de aquisição de energia que exceda 105% da demanda efetiva.

O MME estabelece o preço máximo de aquisição para energia gerada por usinas existentes. Se os distribuidores não cumprirem a obrigação de contratar toda sua demanda, o repasse de custos da energia adquirida no mercado de curto prazo é o menor entre o preço *spot* e o Valor Anual de Referência.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica regula a organização e o funcionamento da CCEE e define, entre outras disposições, (i) os direitos e as obrigações dos agentes da CCEE, (ii) as penalidades

a serem impostas a agentes inadimplentes, (iii) os meios de solução de controvérsias, (iv) normas de comercialização nos mercados regulado e livre e (v) o processo de contabilidade e liquidação de transações de curto prazo.

Restrição de Atividades às Distribuidoras

Não é permitido às concessionárias de distribuição no Sistema Interligado de Transmissão (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e à transmissão de energia elétrica, (ii) manter, direta ou indiretamente, quaisquer participações em qualquer outra companhia, sociedade anônima, ou acordo estratégico, ou (iii) desenvolver atividades não relacionadas a suas concessões, exceto as permitidas por lei ou pelo contrato de concessão pertinente. As concessionárias de geração não podem manter participações acima de 10% em nenhuma concessionária de distribuição. De acordo com a Lei nº 13.360/2016, os distribuidores podem vender energia a consumidores livres. Essa possibilidade é regulada pela ANEEL através do Resolução Homologatória nº 824/2018, com a aplicação do Mecanismo de Venda de Excedente de Energia – MVE.

Eliminação do “Self-Dealing”

Como a compra de energia elétrica para consumidores cativos se dará por meio de leilões no mercado regulado, o chamado “*self-dealing*” (pelo qual as concessionárias de distribuição podiam adquirir até 30% de sua demanda de energia elétrica por meio de autoprodução ou de companhias afiliadas) não é mais permitido.

Impugnação da Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O governo brasileiro pleiteou a extinção das ações, alegando que os argumentos constitucionais eram questionáveis uma vez que diziam respeito a uma medida provisória já convertida em lei. Até o momento, o STF ainda não chegou a uma deliberação final, e não sabemos quando isso pode acontecer. Enquanto o Tribunal analisa a lei, suas disposições permanecem em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, espera-se que permaneçam em pleno vigor certas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico referentes a restrições sobre atividades dos distribuidores não relacionadas à distribuição de energia, incluindo a venda de energia pelos distribuidores a consumidores livres e a eliminação do *self-dealing*.

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL regula o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas pelo uso desses sistemas. As tarifas são (i) encargos pelo uso da rede, que são encargos pelo uso das redes locais de propriedade das concessionárias de distribuição (“TUSD”), e (ii) tarifa pelo uso do sistema de transmissão, que compreende o Sistema Interligado de Transmissão e suas instalações auxiliares (“TUST”).

TUSD

Os usuários das redes de distribuição pagam às concessionárias de distribuição uma tarifa conhecida como Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TUSD é dividida em duas partes: uma relativa à potência contratada em R\$/kW e outra relativa aos encargos regulatórios em R\$/kWh. O montante a ser pago pelos usuários da rede de distribuição é calculado multiplicando-se a potência máxima contratada com a concessionária de distribuição para cada ponto de conexão pela tarifa em R\$/kW, mais o produto do consumo de energia pela tarifa em R\$/kWh, mensalmente.

Em relação aos consumidores cativos, a TUSD é parte da tarifa de fornecimento que é calculada com base na tensão usada por cada consumidor.

TUST

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é paga pelas concessionárias de distribuição e de geração e pelos consumidores livres às concessionárias de transmissão pelo uso do Sistema Interligado de Transmissão (o sistema elétrico de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV). Essa tarifa é revista anualmente de acordo com (i) a localização do usuário do Sistema Interligado de Transmissão e (ii) as receitas anuais que as concessionárias de transmissão são autorizadas a receber pelo uso de seus ativos no Sistema

Interligado de Transmissão. O ONS, entidade que representa todas as concessionárias de transmissão que têm ativos no Sistema Interligado de Transmissão, coordena o pagamento das tarifas de transmissão a essas concessionárias. Os usuários do Sistema Interligado de Transmissão assinaram contratos com o ONS que lhes permitem usar a rede de transmissão mediante o pagamento da TUST.

Tarifas de Distribuição

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

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

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

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

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

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

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

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

- P, baseado na produtividade da concessionária, calculado através da produtividade do segmento de distribuição (PTF), apurada pela relação entre a variação do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital, acrescida do crescimento médio do mercado faturado e das unidades consumidoras da própria concessionária;
- T, baseado na trajetória dos custos operacionais da concessionária, medido como a diferença entre os custos padrão estabelecidos pela ANEEL e os custos operacionais efetivos da concessionária; e
- Q, baseado em indicadores de meta de qualidade que medem a interrupção no fornecimento de energia para consumidores finais e outros indicadores de qualidade.

Além disso, as concessionárias de distribuição podem solicitar Revisão Tarifária Extraordinária de suas tarifas em caso de evidente desequilíbrio econômico-financeiro, conforme critérios de admissibilidade estabelecidos através dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), submódulo 2.9. Revisões extraordinárias foram concedidas (i) em junho de 1999, para compensar os custos maiores da energia elétrica

adquirida de Itaipu em razão da desvalorização do real frente ao dólar; (ii) em 2000, para compensar o aumento da COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) de 2% para 3%; (iii) em dezembro de 2001, para compensar as perdas causadas pelo Programa de Racionamento; (iv) em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei nº 12.783/2013; (v) em março de 2015, para compensar os custos relacionados às cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e aumento de custos com a compra de energia, e (vi) em março de 2017, para compensar o valor indevidamente incluído nas tarifas para consumidores cativos em 2016, referente à planta de Angra III. Desde outubro de 2004, na data de seu reajuste anual ou revisão periódica subsequente, o que ocorrer antes, as companhias de distribuição têm sido obrigadas a celebrar contratos separados para conexão e uso da rede de distribuição e para a fornecimento de energia elétrica a seus consumidores potencialmente livres.

Bandeiras Tarifárias

Em vigor desde 1º de janeiro de 2015, um novo sistema foi introduzido pela ANEEL de modo a permitir que as concessionárias de distribuição repassem ao consumidor final determinados aumentos de custo variável atribuíveis às alterações nas condições hidrológicas no Brasil, antes das revisões periódicas formais das tarifas realizadas pela ANEEL. Segundo este modelo, uma bandeira verde, amarela ou vermelha, conforme seja determinado pela ANEEL, é incluída nas contas enviadas aos consumidores finais, refletindo as condições hidrológicas nacionais (exceto estado de Roraima). Caso a bandeira verde seja adicionada à conta do consumidor final devido às condições hidrológicas satisfatórias, nenhuma cobrança adicional ocorrerá. Por outro lado, caso as contas de energia contenham a bandeira amarela ou vermelha, isso indicará que as concessionárias de distribuição estão enfrentando maiores custos variáveis decorrentes da aquisição de energia elétrica e tiveram que repassá-los ao consumidor final.

Incentivos

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termoenergia elétrica, ou “PPT”, para diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua grande dependência em relação a usinas hidrelétricas. Os incentivos concedidos às usinas termelétricas incluídas no PPT foram: (i) garantia de fornecimento de gás por 20 anos, de acordo com regulamentação do MME, (ii) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia elétrica gerada por usinas termelétricas sejam repassados aos consumidores por meio das tarifas até o limite do valor normativo fixado pela ANEEL e (iii) garantia de acesso ao programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Proinfa para estimular o desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Por meio do Proinfa, a Eletrobras deveria adquirir a energia gerada por essas fontes alternativas por um período de 20 anos. O Proinfa se limitava em seu estágio inicial a uma capacidade contratada total de 3.300 MW. Em sua segunda fase, que deverá ter início quando a capacidade de 3.300 MW for atingida, o Proinfa pretende adquirir de fontes alternativas energia equivalente a 10% do consumo de energia elétrica anual do Brasil. A primeira fase do Proinfa começou em 2004 e, até agora, apoiou a construção de 131 usinas de energia alternativa que deverá atingir a produção de 11,2 milhões de MWh. Segundo decisão da ANEEL, o investimento total no Programa Proinfa em 2022 será de R\$ 6,38 bilhões.

Encargos Regulatórios do Setor Elétrico

EER

O Encargo de Energia de Reserva (o “EER”) é um encargo regulamentar destinado a levantar fundos para reservas energéticas contratadas por meio da CCEE e que são depositados na Conta de Energia de Reserva – CONER). Essas reservas energéticas, que são obrigatórias, foram criadas para tentar garantir fornecimento de energia suficiente ao Sistema Interligado de Transmissão. O EER deve ser cobrado de todos os consumidores finais do Sistema Interligado de Transmissão. A partir de 2010, esse encargo tem sido cobrado mensalmente.

Fundo RGR

Em certas circunstâncias, as companhias de energia elétrica são ressarcidas por alguns ativos vinculados a uma concessão se a concessão é revogada ou não é renovada. Em 1971, o Congresso Brasileiro

criou um fundo de reserva destinado a prover tais ressarcimentos (“Fundo RGR”). Em fevereiro de 1999, a ANEEL estabeleceu uma taxa exigindo que as companhias de energia elétrica do setor público façam contribuições mensais ao Fundo RGR com alíquota anual igual a 2,5% dos ativos fixos em serviço da companhia, sem exceder 3% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Desde a promulgação da Lei nº 12.783/2013, o Fundo RGR tem sido usado para financiar a compensação advinda do término das concessões que não foram renovadas. A Lei nº 12.783/2013 também permitiu que os recursos do Fundo RGF fossem transferidos ao CDE.

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, os contratos de concessão das concessionárias de (i) distribuição; (ii) transmissão cuja licitação tenha ocorrido após 12 de setembro de 2012; e (iii) transmissão e geração cujo contrato de concessão tenha sido renovado ou cujas instalações tenham sido submetidas a nova licitação, não são mais obrigados a pagar a taxa anual de RGR.

Fundo UBP

Alguns empreendimentos de geração hidrelétrica (exceto pequenas usinas hidrelétricas) são obrigados a fazer contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público (o “Fundo UBP”) de acordo com as normas da licitação para obtenção de concessão correspondente. A Eletrobras recebe os pagamentos ao Fundo UBP em conta específica. Vide Nota 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ESS

Os custos relacionados à manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema quando usinas termelétricas geram energia para atender a demanda no Sistema Interligado Nacional (SIN) são chamados Encargos de Serviços de Sistema (ESS). Esses valores são pagos por cada entidade que adquire energia no mercado de curto prazo (CCEE), proporcionalmente ao consumo de cada referida entidade.

Os ESS são expressos em R\$/MWh e pagos somente a usinas termelétricas que geram energia em resposta a solicitações do ONS.

CDE

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético (a “CDE”), que é suprida por (i) pagamentos anuais por parte das concessionárias pelo uso de bens públicos, (ii) penalidades e multas impostas pela ANEEL, (iii) taxas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia para consumidores finais, por meio de um encargo adicionado às tarifas de uso das redes de distribuição e transmissão e (iv) transferência de recursos do Orçamento Geral da União. A CDE foi originalmente criada, entre outros, para promover a disponibilidade de serviços de energia elétrica no Brasil e a competitividade da energia produzida por fontes alternativas.

Atualmente, tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural; Irrigante; serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros. A CDE é regulamentada pelo Poder Executivo e passou a ser administrada pela CCEE a partir de maio de 2017, nos termos da Lei Federal Nº 13.360/2016. Essa cobrança foi significativamente reduzida pela Lei nº 12.783/2013 (em aproximadamente 75% em relação a 31 de dezembro de 2011), em uma tentativa de reduzir o custo da energia elétrica pago pelos consumidores finais. A Lei nº 12.783/2013 também permitiu que os fundos provenientes do Fundo RGR fossem transferidos para a Conta CDE, contanto que o Tesouro Nacional também contribuísse com a Conta CDE, e permitiu que os fundos depositados na Conta CDE sejam utilizados no suporte do programa de geração de energia elétrica em sistemas elétricos isolados, bem como na compensação parcial do aumento de custos da aquisição de energia no mercado de curto prazo pelas concessionárias de distribuição.

Em 7 de março de 2014, o governo brasileiro também autorizou a transferência às concessionárias de distribuição de fundos depositados na Conta CDE para cobrir seus respectivos custos decorrentes da exposição involuntária ao mercado de curto prazo em janeiro de 2014, como resultado das fracas condições hidrológicas

em 2013 e 2014, que determinaram a aquisição de energia termelétrica a preços mais elevados no mercado de curto prazo, custos que as concessionárias de distribuição não eram capazes de repassar aos consumidores finais através das tarifas regulares anteriormente à revisão periódica formal das tarifas conduzida pela ANEEL. As concessionárias de distribuição poderão repassar ao consumidor final um encargo da Conta CDE à medida necessária para quitar suas obrigações de financiamento contratadas pelo CCEE através da Conta ACR. Vide “Conta do Mercado Regulado – Conta ACR.”

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL aprovou um aumento significativo da taxa da CDE cobrada para cobrir todos esses custos adicionais sustentados pela Conta CDE. A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de consumidores livres (ABRACE) entrou com ações para contestar o aumento da taxa da CDE. Desde julho de 2015, os consumidores livres associados com a ABRACE são beneficiados por uma liminar que suspende o aumento da taxa da CDE. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), com a qual a Copel Distribuição está associada também obteve liminares que suspenderam sua obrigação de reter essas taxas da CDE, ao passo que a liminar da ABRACE e de outros consumidores permanece em vigor. A Lei Federal nº 13.360/2016 estabeleceu que o Governo Federal deve elaborar um plano de redução estrutural das despesas da CDE até 31 de dezembro de 2017, e também estipula que as informações sobre receitas, despesas e beneficiários da Conta da CDE devem ser publicadas mensalmente pela CCEE. Como resultado, foi publicado o Decreto nº 9.642/2018, que determinou a redução gradual, em 5 anos, dos descontos concedidos às unidades consumidoras enquadradas na classe Rural e Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento, nos Grupos A (alta tensão) e B (baixa tensão).

Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR.

Em abril de 2014, o governo brasileiro criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR (“Conta ACR”), para auxiliar as concessionárias de distribuição a cobrirem seus respectivos custos pela aquisição de energia termelétrica para o período entre fevereiro de 2014 e dezembro de 2014, incorrido como resultado das fracas condições hidrológicas. Os distribuidores incorreram em maiores custos como resultado das condições hidrológicas adversas porque tiveram de comprar energia termelétrica a preços mais elevados no mercado de curto prazo, e não foram capazes de repassar todos esses custos aos consumidores finais antes de uma revisão periódica formal das tarifas conduzida pela ANEEL. Para financiar a conta ACR, o governo federal autorizou o CCEE a assinar contratos de crédito junto a algumas instituições financeiras brasileiras. O total de R\$21,7 bilhões, composto por nove parcelas foi depositado na Conta ACR. As concessionárias de distribuição estão pagando este empréstimo desde 2015, cobrando mensalmente seus clientes finais através de valores adicionais da conta CDE. Inicialmente, o montante depositado na Conta ACR deve ser reembolsado até 2020. No entanto, em março de 2019, a ANEEL autorizou a CCEE a negociar com as instituições financeiras credoras e buscar a rescisão antecipada dos empréstimos correspondentes, o que ocorreu no mês de setembro de 2019.

Tarifa de Transmissão de Itaipu

A Usina Hidrelétrica de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva que não faz parte do Sistema Interligado de Transmissão. As concessionárias que fazem jus ao recebimento de energia elétrica de Itaipu pagam uma tarifa de transmissão em valor igual à sua cota proporcional da energia elétrica gerada por Itaipu.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Os titulares de concessões e autorizações para exploração de recursos hídricos devem pagar um encargo total de 7,00% do valor da energia que geram, que para os fins desse cálculo é baseado em tarifa fixada pela ANEEL. A partir de 1º de janeiro de 2021, a ANEEL fixou essa tarifa em R\$76,00/MWh. Os recursos dessa compensação são repartidos entre os estados e municípios em que esteja localizada a usina ou seu reservatório e certas agências federais.

Taxa de Fiscalização da ANEEL (TFSEE)

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica da ANEEL é um encargo anual devido pelos titulares de concessões, permissões ou autorizações equivalentes a uma porcentagem de suas receitas fixada pela ANEEL. A Taxa de Fiscalização da ANEEL exige que as partes afetadas paguem até 0,4% de suas receitas anuais à Agência em 12 parcelas mensais.

Não-Pagamento de Encargos Regulamentares

O não-pagamento das contribuições obrigatórias ao Fundo RGR, ao Proinfra e à CDE ou de certos desembolsos, como os devidos pela compra de energia elétrica no Mercado Regulado ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes ou revisões de suas tarifas (exceto revisões extraordinárias) e também impedirá a parte inadimplente de receber recursos do Fundo RGR, ou da CDE. Cumprimos as obrigações de pagamento relativas a encargos regulamentares.

Mecanismo de Realocação de Energia

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

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

Pesquisa e Desenvolvimento

As companhias que detêm concessões e permissões para distribuição de energia elétrica são obrigadas a investir pelo menos 0,50% de suas receitas operacionais líquidas anuais em pesquisa e desenvolvimento e 0,50% em programas de eficiência energética. A partir de 1º de janeiro de 2023, esses percentuais serão de 0,75% e 0,25%, respectivamente.

As companhias que detêm concessões e autorizações para geração e transmissão de energia elétrica são obrigadas a investir pelo menos 1% de suas receitas operacionais líquidas anuais em pesquisa e desenvolvimento. As companhias que geram energia elétrica exclusivamente por meio de pequenas centrais hidrelétricas, de cogeração e de empreendimentos de energia de fontes alternativas não estão sujeitas a essa exigência.

O montante a ser investido em pesquisa e desenvolvimento deve ser distribuído da seguinte forma:

- 40% aos projetos de pesquisa e desenvolvimento da companhia, sob a supervisão da ANEEL;
- 40% ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para ser investido em projetos nacionais de pesquisa e desenvolvimento; e
- 20% para o MME, para custear a EPE.

Em março de 2021, a Lei 14.120/2021 e a Resolução ANEEL 929/2021 alteraram a destinação dos recursos de pesquisa e desenvolvimento. O valor ainda não comprometido com o programa de pesquisa e

desenvolvimento até setembro de 2020 será repassado ao CDE como forma de promover a modicidade tarifária. Da mesma forma, até dezembro de 2025, um mínimo de 70% dos percentuais definidos em lei deve continuar sendo investidos em programas de pesquisa e desenvolvimento, enquanto a diferença será repassada ao CDE. Essas medidas não impactam os valores a serem investidos pelas concessionárias, mas sim sua destinação.

Legislação Ambiental

A Constituição Federal Brasileira inclui as questões ambientais que estão sujeitas à competência legislativa concomitante, o que significa que o governo federal brasileiro promulga regras gerais que são complementadas por regras aprovadas pelos estados e municípios, os quais, promulgam regras locais ou complementam a legislação estadual e/ou federal.

Em 1981, foi promulgada no Brasil a Política Nacional do Meio Ambiente (Lei Federal 6.938/1981), com o objetivo de preservar, melhorar e recuperar o meio ambiente no Brasil, estabelecendo diversos princípios a serem atendidos por diferentes partes. Isso culminou em uma extensa estrutura regulatória para o uso consciente, conservação e proteção efetiva dos recursos naturais. Por exemplo, em 1988, o artigo 225 da Constituição Federal fez alusão às questões ambientais, defendendo o direito de todos os cidadãos ao meio ambiente ecologicamente equilibrado e o dever da coletividade de defender e preservar o meio ambiente para as gerações futuras. Em 1998, foi publicada a Lei Federal de Crimes Ambientais (Lei 9.605/1998), que prevê sanções penais e administrativas para condutas e atividades consideradas lesivas ao meio ambiente.

As entidades que compõem o Sistema Nacional do Meio Ambiente e as publicações do Conselho Nacional do Meio Ambiente, que regulamentam inúmeras questões, principalmente as relacionadas ao processo de licenciamento ambiental de empreendimentos, também são relevantes para os esforços brasileiros em prol da proteção do meio ambiente. Leis e estatutos federais adicionais estabeleceram o Sistema Nacional de Administração de Recursos Hídricos e o Conselho Nacional de Recursos Hídricos para tratar das principais questões ambientais associadas ao setor hidrelétrico e ao uso da água. Em 2000, o Governo Federal criou uma agência independente, a Agência Nacional de Recursos Hídricos, para regular e fiscalizar o uso dos recursos hídricos. Em 2008, foi promulgado o Decreto Federal 6.514/2008 para definir ainda mais a responsabilidade administrativa por infrações ambientais. Destaca-se também o Código Florestal Brasileiro (Lei Federal 12.651/2012) e normas correlatas que estabeleceram normas em relação à vegetação que pode sofrer os impactos decorrentes da implantação de empreendimentos associados a reservatórios hidrelétricos.

Além da legislação aplicável mencionada acima, também é necessário considerar a atuação dos chamados Órgãos Intervenientes, que são entidades relacionadas ao processo de licenciamento ambiental. No entanto, os Órgãos Intervenientes também atuam em questões mais específicas, sendo as mais frequentes relacionadas à Fundação Nacional do Índio (Funai), ao Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan), à Fundação Palmares, ao Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), entre outros.

Todas essas regulamentações podem aumentar os custos associados à implantação de projetos de geração e transmissão de energia, uma vez que as concessionárias precisam cumprir integralmente todas as leis e regulamentações ambientais.

Assim, de acordo com a legislação ambiental brasileira, qualquer ação que represente risco ambiental pode resultar em até três tipos de responsabilidade: civil, administrativa e criminal. Assim, quem infringir uma lei ambiental poderá estar sujeito a sanções administrativas e criminais e, em casos de dano ambiental, terá a obrigação de reparar ou indenizar o afetado. Sanções administrativas podem ser aplicadas à empresa e a representantes individuais da empresa simultaneamente, e podem incluir multas significativas e suspensão de atividades. As sanções criminais podem incluir multas e, para indivíduos, incluindo diretores e funcionários de empresas que cometeram crimes ambientais, possível prisão.

Todas as instalações de geração, distribuição e transmissão de energia da Companhia estão sujeitas a procedimentos de licenciamento ambiental e as licenças ambientais obtidas por tais instalações podem estabelecer diversos critérios. A manutenção dessas licenças ainda estará sujeita ao cumprimento de determinados requisitos, razão pela qual a Companhia atua consistentemente em plena conformidade com a legislação ambiental aplicável.

DESENVOLVIMENTOS RECENTES

Alienação da Copel Telecomunicações S.A.

Em 9 de novembro de 2020, foi realizado na B3 o leilão de alienação da Copel Telecomunicações S.A. (Copel Telecom), responsável por nossas atividades de telecomunicações. O lance vencedor foi de R\$ 2,4 bilhões (valor patrimonial). Em 14 de janeiro de 2021, foi celebrado um Contrato de Compra de Ações para a transferência de 100% das ações da Copel Telecom com o Bordeaux Multi-Strategic Investment Fund – Bordeaux Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia, vencedor do leilão. Em 9 de julho de 2021, a venda foi aprovada pela autoridade antitruste brasileira e, em 3 de agosto de 2021, a Copel concluiu a alienação da Copel Telecom. O valor final atualizado da transação foi de R\$ 2,5 bilhões, com base na taxa SELIC de 3 de agosto de 2021, e já foi integralmente repassado à Copel.

Portanto, a partir de 3 de agosto de 2021, a Copel não controla mais a Copel Telecomunicações S.A., nem detém ou controla nenhum de seus ativos, passivos ou negócios.

Migração para o Nível 2 de Governança Corporativa da B3 (Brasil, Bolsa, Balcão - bolsa de valores de São Paulo)

Nosso estatuto social foi alterado na assembleia geral de 26 de novembro de 2021 para estabelecer certas mudanças em nossa governança corporativa necessárias para permitir que nossas ações ou Units sejam listadas no segmento de listagem da B3 conhecido como Nível 2. Essas alterações foram previamente aprovadas pela assembleia geral de 11 de março de 2021 sob cláusula de condição suspensiva. Como resultado, nós migramos para o Nível 2 da Governança Corporativa da B3. O Nível 2 inclui níveis aprimorados de governança corporativa, incluindo (1) “tag along” de 100% para Ações Ordinárias e Ações Preferenciais, garantindo igualdade de tratamento aos nossos acionistas; (2) direito de voto dos titulares de Ações Preferenciais (Ações Classe A e Ações Classe B) em matérias que envolvam transformação, incorporação ou cisão da Copel; (3) oferta pública obrigatória a todos os acionistas em eventos especificados, incluindo mudança de controle, remoção do Nível 2, com exceção de remoção para fins de inclusão da Copel no Novo Mercado, segmento especial de listagem da B3, ou encerramento do registro de companhia aberta de acordo com a legislação brasileira; (4) proteções adicionais para acionistas minoritários.

Programa de Units

Em março de 2021, buscamos melhorar a liquidez do mercado de negociação de nossos títulos por meio do estabelecimento de Units (as etapas de implantação das Units, tomadas em conjunto, são denominadas de “Programa de Units”. O Programa de Units e as alterações relacionadas ao nosso estatuto social para facilitar as mudanças necessárias em nossa governança corporativa para permitir a implantação do programa foram aprovadas por nossos acionistas em 11 de março de 2021.

O Programa de Units incluiu, entre outras etapas, as Ofertas de Conversão (conforme definido no Formulário 20-F 2020), que estavam condicionadas ao número agregado de Units emitidas como resultado das Ofertas de Conversão (em conjunto) atingindo 229, 172, 878 Units (a “Condição Mínima de Participação”). Anunciamos em 23 de abril de 2021 que os requisitos da Condição Mínima de Participação foram atendidos, e todas as Ações Preferenciais Classe B, cujos titulares optaram por converter suas Ações Preferenciais Classe B (e não retiraram tal eleição), incluindo Classe Preferencial As Ações B, então representadas por ADSs Preferenciais, foram aceitas para conversão.

Em 26 de abril de 2021, nosso Conselho de Administração aprovou a conversão de 478.550.731 ações ordinárias em ações preferenciais classe B, a conversão de 139.520 ações preferenciais classe A em ações preferenciais classe B, a conversão de 82.330.391 ações preferenciais classe B em ações ordinárias e a formação de 277.126.554 Units. As Units começaram a ser negociadas na B3 sob o símbolo “CPLE11” e na NYSE sob o símbolo “ELP” em 26 de abril de 2021 e 28 de abril de 2021, respectivamente.

Aquisição do Complexo Eólico Vilas

Em 17 de maio de 2021, a Copel Geração e Transmissão (“Copel GeT”) celebrou contrato para aquisição de 100% do Complexo Vilas, composto por 5 parques eólicos em pleno funcionamento e capacidade total instalada de 186,7 MW localizados no Município da Serra do Mel - RN. Em 30 de novembro de 2021, a

Copel GeT concluiu a aquisição de 100% do Complexo Vilas pelo valor de R\$ 1,1 bilhão (Enterprise Value) como parte da estratégia da empresa de crescimento sustentável em energia renovável, ampliando a diversificação da matriz de geração alinhada à Política de Investimentos. O projeto é parcialmente financiado pelo Banco do Nordeste (“BNB”), mediante contrato de empréstimo de longo prazo com vencimento final em 2040, o total pago pela Copel na aquisição foi de R\$ 597,7 milhões.

Item 4A. Comentários da Equipe em Aberto

Nenhum.

Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras

As informações apresentadas nesta seção devem ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 que foram preparadas de acordo com as IFRS emitidas pelo IASB. Para obter mais informações, consulte “Apresentação de Informações Financeiras e Outras Informações” e a Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021.

As informações apresentadas nesta seção enfocam eventos e incertezas relevantes conhecidos por nossa administração que podem resultar em informações financeiras reportadas não sendo indicativas de resultados operacionais futuros ou condição financeira futura, incluindo uma descrição quantitativa e qualitativa das razões subjacentes às mudanças materiais. A discussão a seguir contém declarações prospectivas que envolvem riscos e incertezas. Nossos resultados reais podem diferir significativamente daqueles discutidos nas declarações prospectivas por várias razões, incluindo, sem limitação, os riscos descritos em “Declarações Prospectivas” e “Item 3. Informações Principais - Fatores de Risco.”

VISÃO GERAL

Condições Econômicas Brasileiras

Todas as nossas operações são no Brasil, e somos afetados pelas condições gerais da economia brasileira. Em particular, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens. O ambiente econômico brasileiro enfrentou períodos de instabilidade nos últimos anos, impactando no desempenho do PIB brasileiro, com aumento de 2,3% em 2013 e 0,1% em 2014 e queda de 3,8% em 2015. A taxa de crescimento foi igualmente negativa em 2016, com queda de 3,3%. O ambiente econômico mostrou sinais de recuperação em 2017, com um aumento de 1,0% na taxa de crescimento. Em 2018 e 2019, o ambiente econômico continuou a recuperar, com um aumento de 1,3% e 1,1%, respectivamente, na taxa de crescimento. Em 2020, a taxa de crescimento diminuiu 4,1%. Em 2021, a taxa de crescimento aumentou 4,6%.

A tabela a seguir apresenta dados econômicos selecionados para os períodos indicados:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Inflação (IPCA)	10,06%	4,52%	4,31%
Inflação (IGP-DI)	17,74%	23,7%	7,70%
Valorização (desvalorização) do real vs. U.S. dólar	7,5%	(28,8)%	(4,0)%
Taxa de câmbio no fim do período – US\$ 1,00 ⁽¹⁾	5,5799	5,1967	4,0307
Taxa de câmbio média – US\$ 1,00	5,3949	5,1558	3,9461
Varição do PIB real	4,6%	(4,1)%	1,1
Taxa de juros interbancária média ⁽²⁾	5,94%	2,77%	4,40%

⁽¹⁾ A taxa de câmbio do real em relação ao dólar americano em 31 de dezembro de 2021 era de R\$5,5799 por US\$ 1,00.

⁽²⁾ Calculada de acordo com a metodologia da CETIP, Central de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos, (com base em taxas nominais).

Fontes: FGV - Fundação Getúlio Vargas, Banco Central, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e CETIP.

Tarifas e Preços

Nossos resultados operacionais são significativamente afetados por variações nos preços em que o nosso negócio de geração vende energia e nos preços em que o nosso negócio de distribuição e comercialização adquire e revende energia.

Nosso negócio de geração vende energia a preços não regulados no mercado regulado, no mercado livre e no mercado de curto prazo. Nosso negócio de geração aloca a quantidade de energia que vende em cada um desses mercados, em busca da maximização da rentabilidade, com base em fatores como: (i) as exigências de seus contratos de concessão, muitos dos quais definem um percentual mínimo da energia gerada em uma

determinada concessão que deve ser vendida no mercado regulado; (ii) o volume de energia que planejamos vender para consumidores livres em um determinado ano; e (iii) as perspectivas para os preços da energia em geral a curto, médio e longo prazo. Embora as vendas no mercado livre e no mercado *Spot* não sejam diretamente reguladas, são influenciadas pela política regulatória do setor de energia. Os preços pelos quais nosso negócio de geração vende energia não são regulados.

O nosso negócio de distribuição compra energia suficiente para atender 100% da demanda prevista para nossos consumidores finais em leilões a preços não regulados no mercado regulado. Nosso negócio de distribuição revende essa energia aos consumidores finais a tarifas regulamentadas que consideram o preço em que a energia foi comprada. Se nossas projeções forem inferiores à demanda real de energia de nossos consumidores finais, podemos ser forçados a compensar o déficit por meio da assinatura de contratos de curto prazo para a compra de energia no mercado de curto prazo. Se nossas projeções excederem a demanda real de nossos consumidores finais, nosso negócio de distribuição comercializa o excedente de energia no mercado de curto prazo. As margens do nosso negócio de distribuição tendem a ser relativamente estáveis devido à natureza regulada do negócio de distribuição, enquanto que as margens do nosso negócio de geração são tipicamente maiores, mas menos estáveis, já que são substancialmente reguladas pelo mercado.

A venda a consumidores finais (que incluem vendas feitas por nossa concessionária de distribuição para consumidores cativos, vendas realizadas por nosso negócio de geração e comercialização de energia para consumidores livres representou cerca de 44,1% do volume de energia elétrica que disponibilizamos em 2021 e respondeu por 63,6% de nossas receitas de venda de energia. Quase todas essas vendas foram a consumidores cativos. Para maiores informações, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro - Tarifas de Distribuição”. Geralmente, se nossos custos de energia aumentam, o processo tarifário nos permite recuperá-los de nossos consumidores por meio de tarifas mais altas em períodos futuros. Entretanto, se não recebermos aumentos tarifários para cobrir nossos custos, ou se a recuperação destes atrasar, ou se nosso Conselho de Administração resolver reduzir o aumento tarifário concedido pela ANEEL, nossos lucros e fluxos de caixa podem ser adversamente afetados.

A ANEEL atualiza nossas Tarifas de Fornecimento anualmente, geralmente em junho. Desde janeiro de 2013, os reajustes foram os seguintes:

- Em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei nº 12.783/2013, fomos submetidos a uma revisão extraordinária aprovada pela ANEEL cujo impacto médio foi uma redução de 19,28%.
- Em junho de 2013, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, com uma elevação média de 13,08%, dos quais 11,40% referem-se ao aumento da tarifa e 1,68% ao aumento na recuperação de ativos e passivos setoriais (CVA). Após a efetivação da recuperação dos custos da Parcela A, o efeito médio desse ajuste tarifário em nossos consumidores cativos foi equivalente a um incremento de 14,61%. Entretanto, a Copel Distribuição solicitou o diferimento parcial deste ajuste, que foi autorizado pela ANEEL e aprovado em 9 de julho de 2013. Assim, o montante de R\$255,9 milhões foi então diferido para ser incluído como componente financeiro no reajuste anual de 2014. O diferimento reduziu o efeito médio do ajuste tarifário para 9,55%.
- Em junho de 2014, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, com um aumento médio de 35,38%, dos quais 25,05% estavam relacionados com o aumento de tarifas e 10,34% se referiam a um aumento na recuperação de ativos e passivos setoriais (CVA). Após fazer cumprir a recuperação dos custos da Parcela A, o efeito médio do reajuste da tarifa sobre nossos consumidores cativos foi um aumento de 39,71%. Contudo, a Copel Distribuição solicitou o diferimento parcial deste ajuste, que foi autorizado pela ANEEL e aprovado em 22 de julho de 2014. O valor de R\$898,3 milhões foi, portanto, diferido para ser incluído como componente financeiro no reajuste anual de 2015. Este diferimento reduziu o efeito médio do reajuste da tarifa para 24,86%.
- Em março de 2015, a ANEEL aprovou uma revisão extraordinária devido à uma série de eventos que impactaram de forma significativa os custos das concessionárias de distribuição, não originalmente previstos no aumento da Tarifa de Fornecimento de 2014, tais como o aumento das tarifas de Itaipu (46,14%) e preços elevados para aquisição de energia nos últimos leilões de

energia. A revisão de tarifa média da Copel Distribuição aprovada pela ANEEL foi de 36,79% iniciando em 2 de março de 2015. Desse total, 22,14% estava relacionado com os encargos da Conta CDE que foram repassados aos consumidores e 14,65% se referiam (i) ao aumento da tarifa da Itaipu e (ii) os preços mais elevados pagos por nós para aquisição de energia nos últimos leilões foram repassados aos consumidores.

- Em junho de 2015, a ANEEL autorizou o aumento tarifário anual da Copel Distribuição de 15,32% em média para consumidores finais, incluindo (i) 20,58% relacionado à inclusão dos componentes financeiros, a serem recuperados nos 12 meses após o ajuste (incluindo o valor de R\$935,3 milhões correspondente aos diferimentos em 2013 e 2014), (ii) 0,34% relacionado à Parcela B, (iii) (3,25)% relacionado ao ajuste da Parcela A e (iv) (2,35)%, refletindo a remoção dos componentes financeiros do processo anterior. O ajuste foi totalmente aplicado às tarifas da Copel Distribuição em 24 de junho de 2015.
- Em junho de 2016, a ANEEL aprovou a quarta revisão periódica tarifária, reduzindo as tarifas em 12,87%, dos quais (1,73)% eram referentes à inclusão de componentes financeiros; 4,48% decorrentes da atualização da Parcela B; (2,57)% relacionados à atualização da Parcela A; e (13,05)% refletindo a remoção de componentes financeiros do processo tarifário anterior.
- Em março de 2017, a ANEEL aprovou uma revisão tarifária extraordinária para corrigir o montante indevidamente incluído nas tarifas para consumidores cativos em 2016. A devolução correspondeu à energia que seria gerada pela usina de Angra III; no entanto, a usina ainda não estava em operação comercial. O reembolso do valor cobrado a mais foi feito em uma única parcela durante o mês de abril de 2017 e, a partir de maio de 2017, as tarifas foram ajustadas para desconsiderar o valor que estava sendo cobrado. A decisão, de caráter extraordinário, afetou 90 distribuidores de energia elétrica do país. A tarifa de fornecimento da Copel foi reduzida em média 11,8% durante abril de 2017, devido ao reajuste decorrente da retirada da cobertura tarifária do Encargo de Energia de Reserva (EER) da usina de Angra III, retroativo à última Revisão Tarifária Periódica, realizada em junho/2016. A partir de maio de 2017, a tarifa foi reajustada, desconsiderando o efeito decorrente do reajuste retroativo, mas mantendo a exclusão do componente EER (Encargo de Energia de Reserva) de Angra III para os próximos meses, até junho de 2017, mês do reajuste tarifário anual.
- Em junho de 2017, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, aumentando-as em média 3,13%, dos quais 3,86% referentes ao reajuste tarifário e (0,73)% relacionados à inclusão de componentes financeiros. Após a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio deste reajuste tarifário sobre nossos clientes foi um aumento de 5,85%.
- Em junho de 2018, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, aumentando-as em média 14,32%, dos quais 7,80% referentes ao reajuste tarifário e 6,52% relacionados à inclusão de componentes financeiros. Após a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio deste reajuste tarifário sobre nossos clientes foi um aumento de 15,99%.
- Em junho de 2019, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas, aumentando-as em média 8,57%, sendo 1,96% relacionadas à variação da receita econômica e 10,54% relacionadas à inclusão de componentes financeiros. Após remover os componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio do reajuste tarifário sobre nossos consumidores foi um aumento de 3,41%.
- Em junho de 2020, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas tarifas de fornecimento, que representou um índice de reposicionamento tarifário de 15,84%, composto por uma variação de 8,68% nos componentes econômicos e 7,16% nos componentes financeiros. Retirado o efeito das variáveis financeiras do processo tarifário anterior, o efeito médio percebido pelos clientes seria de 5,39%. No entanto, com o objetivo de reduzir o impacto nas contas de luz devido às consequências financeiras da pandemia COVID-19, a ANEEL criou o Fundo COVID-19,

operação de empréstimo entre diversos bancos contratados pela CCEE com o objetivo de diluir os reajustes tarifários nos próximos cinco anos. Assim, a Copel Distribuição solicitou que os efeitos do Fundo COVID-19 sejam aplicados ao nosso reajuste tarifário anual no valor de R\$ 536 milhões, equivalente ao total acumulado da Conta de Remuneração pela Variação de Itens da Parcela A (CVA), considerada um componente financeiro negativo, reduzindo em última instância o efeito sobre o consumidor. Com a retirada dos componentes financeiros do ano anterior, o efeito médio final percebido pelo consumidor foi de 0,41%.

- Em junho de 2021, a ANEEL aprovou a quinta revisão periódica de nossas tarifas de distribuição, aumentando-as em 9,89% em média, sendo: 1,19% referente à inclusão de componentes financeiros; 1,05% devido à atualização da Parcela B; 8,62% referente à atualização da Parcela A; e (0,98)% refletindo a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

Compra e Revenda de Energia

Nosso negócio de distribuição adquire energia de concessionárias de geração e revende-a para os consumidores finais a tarifas reguladas. Para maiores informações, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - Negócio - Geração” e “Item 4. Informações sobre a Companhia - Negócio – Compras mercado cativo”. Nossos principais contratos de longo prazo ou obrigações de compra são descritos abaixo.

- Adquirimos energia de Itaipu a preços determinados com base nos custos do empreendimento, incluindo o serviço de sua dívida, expressa em dólares americanos. Em 2021, nossas compras de energia elétrica de Itaipu totalizaram R\$1.787 milhões;
- Nossa unidade de distribuição é obrigada a adquirir uma grande parte de sua demanda de energia no mercado regulado. Para maiores informações, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - A Companhia - Distribuição - Leilões no Mercado Regulado”.

Sob a legislação atual, o montante que nosso negócio de distribuição cobra dos consumidores finais é composto por duas tarifas: uma tarifa pela energia efetivamente consumida e uma tarifa pelo uso de nossa rede de distribuição. Como as tarifas reguladas pelas quais nosso negócio de distribuição vende energia aos consumidores finais são substancialmente as mesmas pelas quais compramos energia (depois de contabilizadas as deduções e o custo da energia comprada para revenda), nosso negócio de distribuição não gera lucro operacional a partir da venda de energia elétrica a consumidores finais. Em vez disso, nosso negócio de distribuição gera lucro operacional principalmente pela cobrança de tarifas pelo uso de nossa rede de distribuição.

Impacto da CRC

Um de nossos ativos mais significativos consistia nas obrigações do Estado do Paraná derivadas de montantes que tínhamos direito a recuperar sob um regime regulatório anterior e são chamadas de Conta de Resultados a Compensar ou “Conta CRC”. Em 10 de agosto de 2021, o Estado do Paraná compensou o valor em aberto atualizado na Conta CRC no total de R\$ 1.431,2 milhões e cumpriu todas as obrigações pendentes do Contrato CRC.

Para informações adicionais, consulte a Nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações Especiais

As contribuições que recebemos do governo federal e dos consumidores exclusivamente para investimentos na rede de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são chamadas de obrigações especiais. Registramos o valor dessas contribuições em nossa demonstração financeira como redução de nossos ativos, sob a rubrica “obrigações especiais”, e, no momento da conclusão ou extinção da concessão operacional que nos foi concedida, o montante dessas contribuições será deduzido de nossos ativos. O maior valor registrado como obrigações especiais em 31 de dezembro de 2021, do segmento distribuição, foi de R\$ 2.734,1 milhões como redução de ativos intangíveis e R\$ 53,7 milhões como redução de ativos de contrato.

ANÁLISE DAS VENDAS DE ENERGIA ELÉTRICA E DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

A tabela a seguir apresenta o volume e os componentes tarifários médios das compras e vendas de energia elétrica para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Venda de Energia			
<i>Vendas a Consumidores Finais</i>			
Preço médio (R\$/MWh): ⁽¹⁾			
Consumidores industriais	541,07	419,46	481,91
Consumidores residenciais	507,95	391,78	444,92
Consumidores comerciais	530,84	407,78	460,78
Consumidores rurais	354,96	250,27	267,48
Outros consumidores ⁽³⁾	715,58	604,80	639,02
Consumidores livres ⁽²⁾	231,00	216,50	208,64
Todos os consumidores	426,23	350,58	393,40
<i>Volume (GWh):</i>			
Consumidores industriais ⁽²⁾	2.275	2.314	2.648
Consumidores residenciais	8.068	7.910	7.499
Consumidores comerciais	4.149	4.172	4.730
Consumidores rurais	2.461	2.451	2.361
Outros consumidores ⁽³⁾	2.359	2.333	2.546
Consumidores livres ⁽²⁾	9.538	7.989	6.860
Todos os consumidores	28.849	27.169	26.644
Receitas totais das vendas a Consumidores Finais (em milhões de R\$)	12.296	9.525	10.482
<i>Vendas a distribuidores ⁽⁴⁾</i>			
Preço médio (R\$/MWh) ⁽¹⁾	320,83	224,55	168,31
Volume (GWh)	21.925	19.287	19.615
Receitas totais (milhões de R\$)	7.034	4.331	3.301
Compras de Energia elétrica			
<i>Compras de Itaipu</i>			
Custo Médio (R\$/MWh) ⁽⁵⁾	328,92	321,23	237,40
Volume (GWh)	5.435	5.498	5.533
Porcentagem do total da produção de Itaipu adquirida	8,2	9,2	8,7
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁶⁾	1.787,7	1.766,1	1.316,5
<i>Compras de Angra</i>			
Custo Médio (R\$/MWh)	230,23	277,69	253,58
Volume (GWh)	0,976	0,968	0,978
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁶⁾	224,7	268,8	248,0
<i>Compras da CCGF</i>			
Custo Médio (R\$/MWh)	116,1	109,18	102,28
Volume (GWh)	5.916	6.136	6.274
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁶⁾	686,3	669,9	6417
<i>Compras de outros fornecedores⁽⁴⁾</i>			
Custo Médio (R\$/MWh)	196,00	213,77	185,27
Volume (GWh)	34.719	19.295	21.045
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁶⁾	6.805	4.125	3.899

⁽¹⁾ Os preços ou custos médios não consideram a receita com disponibilidade da rede elétrica TUSD/TUST e foram calculados dividindo-se (i) as receitas ou despesas correspondentes pelo (ii) volume em MWh de energia elétrica vendida ou comprada.

⁽²⁾ Inclui Consumidores Livres da Copel GeT e Copel Mercado Livre.

⁽³⁾ Inclui serviços públicos como iluminação pública, assim como o fornecimento a órgãos governamentais e subsídios.

⁽⁴⁾ Não inclui a energia negociada entre as subsidiárias da Copel.

⁽⁵⁾ Nossas compras de energia elétrica gerada por Itaipu são expressas e reais e pagas com base em um componente de demanda expresso em dólares americanos por kW mais uma taxa de “wheeling” ou transporte expressa em reais por kWh.

⁽⁶⁾ Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Negócios - Geração” e “Item 4. Informações sobre a Companhia – Negócios – Compras para o mercado cativo” para uma explicação dos gastos da Copel relacionados a compras de energia elétrica.

RESULTADOS DAS OPERAÇÕES DOS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021, 2020 E 2019

A tabela a seguir resume nossos resultados operacionais para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019.

Em decorrência da aprovação do desinvestimento da Copel Telecom durante o ano de 2020, classificamos os resultados desta subsidiária como operações descontinuadas para os anos de 2021, 2020 e 2019. Informações adicionais sobre o processo de desinvestimento e sobre os valores considerados como uma operação descontinuada podem ser encontradas na Nota 41 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2021, nosso resultado foi impactado positivamente, entre outros fatores, pela venda de 2.195 GWh de energia produzida pela UTE Araucária, pelo crescimento de 5,6% no mercado fio da Copel Distribuição somado ao 5º ciclo de revisão tarifária, pelo aumento na remuneração sobre ativos de transmissão e pelo maior volume de energia comercializada pela Copel Mercado Livre. Esse aumento da receita foi parcialmente compensado por um aumento de 29,7% em nossas despesas, principalmente devido ao aumento de 39,2% com energia comprada para revenda, causado pela necessidade de compra de energia para cumprir os contratos existentes em função do déficit hidrológico no período. Houve um pequeno aumento na demanda de energia no mercado cativo de 0,7% em relação a 2020. Nosso lucro líquido aumentou 29% em 2021 em relação a 2020.

Os efeitos econômicos da pandemia nas premissas dos ativos não financeiros relevantes da Companhia foram avaliados individualmente e a administração concluiu que era necessário ajustar o valor do impairment de alguns ativos. O ajuste mais significativo ocorreu na UEG Araucária, pois suas estimativas de fluxo de caixa foram afetadas pela redução da demanda de energia no país, enquanto nos demais projetos houve reversões de impairment.

Apesar dos impactos do consumo de energia e perdas de crédito, os resultados de nossa operação não foram significativamente afetados. Mais informações nas Notas 1(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
	(milhões de R\$)		
Receitas operacionais:			
Fornecimento de energia elétrica	12.296,5	9.524,9	10.481,7
Residencial	4.098,2	3.098,9	3.336,4
Industrial	1.230,9	970,6	1.276,1
Comercial, serviços e outras atividades	2.202,5	1.701,2	2.179,5
Rural	873,6	613,4	631,5
Outras classes	3.891,3	3.140,7	3.058,2
Suprimento de energia elétrica	7.034,2	4.331,0	3.301,3
Disponibilidade da rede elétrica	10.088,2	8.780,6	8.271,0
Residencial	3.011,5	2.788,7	2.585,9
Industrial	1.456,4	1.273,3	1.280,2
Comercial, serviços e outras atividades	1.771,5	1.628,1	1.713,6
Rural	623,3	548,7	467,0
Outras classes	633,2	582,3	597,9
Consumidores Livres	1.440,9	1.164,0	1.052,5
Concessionárias e geradores	79,5	61,7	62,4
Receita de operação e manutenção - O&M e receita de juros	1.072,0	733,7	511,4
Receita de construção	1.951,6	1.414,1	1.132,9
Receita de Telecomunicações	-	-	-
Distribuição de gás canalizado	950,9	679,3	1.003,8
Resultado dos ativos e passivos financeiros setoriais	2.502,3	746,1	25,1
Outras receitas operacionais	359,0	406,5	438,9
Valor justo do ativo indenizável da concessão	142,6	57,3	36,6
(-) Deduções de Receita	(11.340,9)	(7.306,5)	(8.822,1)
	23.984,3	18.633,2	15.869,2
Custos de vendas e serviços:			
Energia elétrica comprada para revenda	(9.503,7)	(6.829,5)	(6.105,3)

Encargos de uso da rede elétrica	(2.501,6)	(1.525,6)	(1.249,3)
Pessoal e administradores	(1.550,9)	(1.601,9)	(1.325,4)
Plano previdenciário e assistencial	(248,8)	(228,6)	(238,3)
Material	(69,8)	(72,7)	(80,2)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(1.854,9)	(404,5)	(49,4)
Gás natural e insumos para a operação de gás	(506,1)	(354,7)	(585,2)
Serviços de terceiros	(706,6)	(558,0)	(526,0)
Depreciação e amortização	1.082,5	(1.009,9)	(950,7)
Perdas estimadas, provisões e reversões	(240,8)	(237,3)	(260,1)
Custos de construção	(1.899,8)	(1.417,5)	(1.091,4)
Renegociação do risco hidrológico - GSF	1.570,5	-	-
Outros custos e despesas operacionais, líquidas	(309,5)	(333,3)	(212,5)
	(18.904,6)	(14.573,5)	(12.673,7)
Resultado da equivalência patrimonial	366,3	193,5	106,8
Resultado financeiro	(327,4)	866,3	(455,4)
Lucro antes de imposto de renda e contribuição social	5.118,7	5.119,5	2.846,9
Imposto de renda e contribuição social	(1.259,6)	(1.285,4)	(675,6)
Lucro Líquido das operações continuadas	3.859,0	3.834,2	2.171,3
Lucro Líquido (prejuízo) das operações não continuadas	1.189,6	75,6	(108,4)
Lucro líquido do exercício	5.048,6	3.909,7	2.062,9
Lucro líquido atribuível aos acionistas da empresa controladora	4.952,6	3.904,2	1.989,9
Lucro líquido atribuível aos acionistas não controladores	96,0	5,5	72,9
Outros resultados abrangentes	152,7	(179,2)	(123,2)
Resultado abrangente do exercício	5.201,3	3.730,6	1.939,7
Resultado abrangente atribuível aos acionistas da empresa controlador	5.105,2	3.725,2	1.862,5
Resultado abrangente atribuível aos acionistas não controladores	96,2	5,3	77,2

Resultados das Operações de 2021 em Comparação com 2020

Receitas operacionais

Nossas receitas operacionais líquidas consolidadas aumentaram 28,7%, ou R\$ 5.351,1 milhões, em 2021 em relação a 2020. Esse resultado refletiu um aumento de R\$ 9.385,4 milhões na receita operacional bruta compensado por um aumento de R\$ 4.034,4 milhões nas deduções da receita (Pis/Pasep e Cofins, ICMS, ISSQN e encargos setoriais). Abaixo estão os principais motivos das variações nas contas de receita:

Fornecimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com fornecimento de energia elétrica em 2021 aumentaram 29,1%, ou R\$ 2.771,6 milhões, devido, principalmente, ao aumento do preço médio e do volume vendido, conforme segue:

- A receita de fornecimento de energia a consumidores residenciais aumentou R\$ 999,3 milhões em 2021, comparado a 2020, devido ao crescimento de 29,7% no preço médio (R\$/MWh) e o aumento no volume vendido em relação a 2020.
- A receita de fornecimento de energia a consumidores industriais aumentou 26,8% em 2021, comparado a 2020, ou R\$ 260,3 milhões, dado o aumento de 29,0% no preço médio (R\$/MWh).
- A receita de fornecimento de energia a consumidores comerciais aumentou 29,5% em 2021, comparado a 2020, ou R\$ 501,3 milhões, devido a um aumento de 30,2% no preço médio (R\$/MWh).
- A receita de fornecimento de energia a consumidores rurais aumentou 42,4% em 2021, comparado a 2020, ou R\$ 260,2 milhões. Esse aumento se deve principalmente à redução dos subsídios aplicados à classe rural, nos termos do Decreto nº 9.642/2018;
- A receita de energia elétrica vendida a clientes livres aumentou 27,4%, ou R\$ 473,7 milhões, em 2021 em relação a 2020. Esse aumento se deve principalmente ao aumento de 70,0% no volume de energia vendida aos consumidores livres da Copel Mercado Livre.

Suprimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com suprimento de energia elétrica aumentaram 62,4%, ou R\$ 2.703,2 milhões, principalmente devido à venda de 2.195 GWh de energia produzida pela UTE Araucária em 2021 e ao maior volume de energia vendida em contratos bilaterais pela Copel Mercado Livre.

Disponibilidade da Rede Elétrica. Nossas receitas de uso da rede principal de distribuição e transmissão aumentaram 14,9%, ou R\$ 1.307,6 milhões, principalmente devido ao aumento da remuneração dos ativos de transmissão, devido ao crescimento dos indexadores IPCA e IGPM, ao crescimento do mercado fio em 5,6% e ao reajuste tarifário da Copel Distribuição, que correspondeu ao efeito da Tarifa Média sendo de 9,57% para os consumidores ligados em alta tensão e 10,04% para os consumidores ligados em baixa tensão.

Receita de construção. Nossa receita de construção aumentou 38,0%, ou R\$ 537,5 milhões, principalmente devido a maiores investimentos no segmento de distribuição de energia.

Distribuição de Gás Canalizado. A receita de distribuição de gás canalizado aumentou 40,0%, ou R\$ 271,6 milhões, devido ao maior volume de vendas da Compagas para a UTE Araucária e o reajuste tarifário, com efeito médio de 18,2%, aplicado aos consumidores a partir de 1º de agosto de 2021.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. Nosso resultado de ativos e passivos financeiros aumentou 235,4%, ou R\$ 1.756,2 milhões, devido ao maior valor dos ativos líquidos constituídos em 2021, principalmente devido aos maiores custos de energia elétrica e encargos de serviço do sistema (ESS) do que aqueles considerados no cálculo da tarifa de energia elétrica da Copel DIS, reflexo do déficit hidrológico no período de maior despacho de usinas termelétricas.

Outras receitas operacionais. As outras receitas operacionais diminuíram 11,7%, ou R\$ 47,5 milhões, principalmente em função da redução do valor justo dos contratos de compra e venda de energia da Copel Comercialização, compensado pelo aumento da receita de aluguel.

Custos e despesas operacionais

Nossos custos e despesas operacionais consolidados aumentaram 29,7% ou R\$ 4.331,0 milhões. Os principais fatores que levaram a esse aumento são os seguintes:

- *Energia elétrica comprada para revenda.* Nossos custos de energia comprada para revenda aumentaram 39,2%, ou R\$ 2.674,2 milhões, principalmente pelo impacto da crise hídrica nos preços de energia e para fazer frente ao maior volume de energia vendida no período.
- *Encargos de uso da rede elétrica.* As despesas que incorremos com o uso da rede elétrica aumentaram 64,0%, ou R\$ 976,0 milhões devido ao maior valor de Encargos de Serviços do Sistema - ESS devido ao maior despacho de térmicas fora da ordem de mérito para enfrentar a crise hídrica e o reajuste tarifário dos contratos da rede básica.
- *Pessoal e administradores.* As despesas de pessoal diminuíram 3,2%, ou R\$ 51,0 milhões, refletindo principalmente a redução de R\$ 114,3 milhões na provisão para desempenho e participação nos lucros, a redução do número de funcionários e a política de redução de custos, compensada pelo reajuste salarial de 10,78% em outubro de 2021 decorrente do maior índice de inflação no período (3,89% em outubro de 2020), conforme dissídio coletivo e do aumento de R\$ 73,2 milhões na provisão para o programa de desligamento voluntário no período.
- *Matéria-prima e insumos para produção de energia.* As despesas com materiais e insumos para produção de energia aumentaram 358,6% ou R\$ 1.450,4 milhões como resultado do despacho da UTE Araucária em 2021.
- *Gás natural e insumos para operação de gás.* As despesas com compras de gás natural aumentaram 42,7%, ou R\$ 151,4 milhões, decorrente do maior volume de aquisição para revenda.
- *Serviços de terceiros.* As despesas com serviços de terceiros aumentaram 26,6%, ou R\$ 148,6 milhões, decorrente do aumento dos custos de manutenção do sistema elétrico, devido às ações de redução de interrupções aos consumidores (DEC/FEC) e ao aumento dos serviços de O&M com entrada plena de parques eólicos.
- *Depreciação e amortização.* Depreciação e amortização aumentaram 7,2%, ou R\$ 72,6 milhões, em função da revisão da vida útil estimada de alguns ativos do segmento de geração, principalmente em função dos efeitos da repactuação do risco hidrológico – GSF.

- *Provisões.* As provisões aumentaram 1,5%, ou R\$ 3,5 milhões, em função do aumento de R\$ 52,6 milhões na estimativa de perdas de crédito esperadas e de R\$ 39,8 milhões nas provisões para litígios, parcialmente compensado pela reversão de impairment de R\$ 110,3 milhões, principalmente no segmento de geração devido à maior operação da UTE Araucária.
- *Custo de construção.* Os custos relacionados à construção aumentaram 34,0%, ou R\$ 482,3 milhões, refletindo os investimentos realizados na infraestrutura de transmissão e distribuição de energia e gás canalizado.
- *Renegociação do risco hidrológico – GSF.* Em 28 de setembro de 2021, o Conselho de Administração da Copel Geração e Transmissão (“Copel GeT”) aprovou a adesão à repactuação do risco hidrológico da parcela de energia assegurada não comprometida com o Ambiente de Contratação Regulado (“ACR”), por meio de a prorrogação da concessão de suas usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia (“MRE”). Mais informações na Nota 1-b de nossas Demonstrações Financeiras.
- *Outros custos e despesas operacionais.* Os demais custos e despesas diminuíram 7,1%, ou R\$ 23,8 milhões, principalmente devido a ganhos com alienação de bens e direitos, maior recuperação de custos e despesas, incluindo recuperação de faturas e impostos, e ganhos com atualização de valores de ativos indenizáveis no segmento de geração, compensado pelo aumento da compensação financeira pelo uso de recursos hídricos e pelo ajuste de valorização do estoque de carvão.

Equivalência patrimonial de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

O resultado de equivalência patrimonial de coligadas e joint ventures foi de R\$ 366,3 milhões em 2021, um aumento de 89,3%, comparado a R\$ 193,5 milhões em 2020. Essa variação é resultado 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.

Resultados financeiros

Reconhecemos uma redução de ganhos financeiros de 137,8%, ou R\$ 1.193,7 milhões, principalmente devido a: (i) reconhecimento de crédito fiscal de Pis/Cofins em 2020; (ii) da menor receita de atualização financeira do contrato de CRC devido à sua liquidação em agosto de 2021 e; (iii) aumento das despesas com juros no valor de R\$ 248,2 milhões, devido a maiores juros sobre empréstimos e financiamentos (CDI acumulado em 2021 de 4,42% contra 2,76% em 2020 e IPCA de 10,06% contra 4,52%), parcialmente compensado por o melhor retorno das aplicações financeiras (no valor de R\$ 83,2 milhões).

Despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2021, nossas despesas com imposto de renda e contribuição social foram de R\$ 1.259,6 milhões, refletindo uma alíquota efetiva de 24,6% em nosso lucro antes dos impostos, em comparação a R\$ 1.285,4 milhões e uma alíquota efetiva de 25,1% em nosso lucro antes dos impostos em 2020.

Lucro líquido (prejuízo) de operações descontinuadas

Devido ao processo de desinvestimento, conforme descrito na Nota 41 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas, os resultados das operações da Copel Telecom foram classificados como operações descontinuadas. O ganho bruto com a venda da Copel Telecom, concluída em 3 de agosto de 2021, foi de R\$ 1.723,9 milhões, deduzidos os impostos, o ganho líquido foi de R\$ 1.116,4 milhões. Considerando o resultado consolidado de 2021, o lucro líquido das operações descontinuadas foi de R\$ 1.189,6 milhões.

Resultados das Operações de 2020 em Comparação com 2019

Receitas operacionais

Nossas receitas operacionais líquidas consolidadas aumentaram 17,4% ou R\$ 2.764,0 milhões em 2020 em relação a 2019. Esse resultado refletiu, principalmente, um aumento de R\$ 1.029,7 milhões em suprimento

de energia elétrica e de R\$ 721,0 milhões em ativos e passivos financeiros setoriais, parcialmente compensados por uma redução de R\$ 956,8 milhões em fornecimento de energia elétrica. Além disso, houve aumento no valor de recuperação de Pis/Pasep e Cofins sobre o ICMS, contabilizado nas deduções da receita. Abaixo estão os principais motivos para variações nas contas de receita:

Fornecimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com fornecimento de energia elétrica diminuíram 9,1%, ou R\$ 956,9 milhões, principalmente devido à redução do preço médio por quilowatt-hora vendido aos Consumidores Finais pela Copel Distribuição e aos efeitos da retração econômica causada pela pandemia do coronavírus, como segue:

- A receita de energia vendida para consumidores residenciais diminuiu R\$ 237,5 milhões em 2020 em relação a 2019, também considerando uma redução de 11,9% no preço médio (R\$/MWh) da energia vendida no mesmo período, apesar do aumento do volume comparado a 2019.
- A receita de energia vendida a consumidores industriais diminuiu 23,9%, ou R\$ 305,5 milhões, em 2020 em relação a 2019, considerando uma redução de 13,0% no preço médio (R\$/MWh) e uma queda no volume (GWh) de eletricidade vendida durante o mesmo período.
- A receita de energia vendida a consumidores comerciais diminuiu 21,9%, ou R\$ 478,3 milhões, em 2020 em relação a 2019, considerando uma redução de 11,5% no preço médio (R\$/MWh) e uma redução no volume (GWh) de eletricidade vendida durante o mesmo período.
- A receita de energia vendida a consumidores rurais diminuiu 2,9%, ou R\$ 18,1 milhões, em 2020 em relação a 2019. Essa redução deve-se principalmente à redução de consumidores em relação a 2019 e ao desempenho do agronegócio no Estado do Paraná durante a pandemia do Coronavírus.

Suprimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com suprimento de energia elétrica aumentaram 31,2%, ou R\$ 1.029,7 milhões. Esse aumento deveu-se principalmente ao aumento em nossas receitas de energia vendida por meio de contratos bilaterais da Copel Mercado Livre e contratos no ambiente regulado, reflexo do despacho da UTE Araucária, que não havia operado em 2019.

Disponibilidade da Rede Elétrica. Nossas receitas com disponibilidade da rede elétrica aumentaram 6,2%, ou R\$ 509,6 milhões, principalmente devido ao resultado positivo da revisão tarifária periódica do contrato de transmissão 060/2001, do aumento na remuneração dos ativos de transmissão, devido ao crescimento dos indexadores IGPM/IPCA, o crescimento do mercado-fio e o reajuste tarifário da Copel Distribuição que corresponderam ao efeito da Tarifa Média de 1,13% para os consumidores conectados em alta tensão e 0,05% para os consumidores conectados em baixa tensão. Além disso, houve um aumento de 2,6% no número de consumidores em relação a 2019.

Receita de construção. Nossas receitas de construção aumentaram 24,8%, ou R\$ 281,2 milhões, principalmente devido a uma intensificação dos esforços de construção e melhoria da infraestrutura dos negócios de distribuição.

Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão. O valor justo do ativo indenizável da concessão aumentou 56,6%, ou R\$ 20,7 milhões, principalmente devido à maior variação no valor justo dos ativos do contrato de concessão de distribuição.

Distribuição de Gás Canalizado. A receita com distribuição de gás canalizado diminuiu 32,3%, ou R\$ 324,5 milhões, considerando os impactos da redução do volume de gás devido à pandemia Covid-19, principalmente nos segmentos industrial, comercial e veicular.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. Aumento de 2.877,4%, ou R\$ 721,0 milhões, devido ao maior valor dos ativos líquidos constituídos em 2020, principalmente devido aos custos de compra de energia e encargos de uso da rede serem superiores aos considerados no cálculo da tarifa de energia elétrica aprovada pela Aneel para o ciclo tarifário anual com término em junho de 2021.

Outras receitas operacionais. As outras receitas operacionais diminuíram 7,4%, ou R\$ 32,4 milhões, refletindo principalmente o reconhecimento do valor justo da carteira de contratos de compra e venda de energia da Copel Mercado Livre referente à variação do preço contratado em relação ao preço de mercado em um valor inferior ao registrado em 2019.

Custos e despesas operacionais

Nossos custos e despesas operacionais consolidados aumentaram 15,0% ou R\$ 1.899,8 milhões. Os principais fatores que levaram a esse aumento são os seguintes:

- *Energia elétrica comprada para revenda.* Nossos custos de energia comprada para revenda aumentaram 11,8%, ou R\$ 724,2 milhões, principalmente devido a um aumento na compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR de energia de Itaipu Binacional pela Copel Distribuição e de contratos bilaterais para fazer frente ao maior volume de energia vendida no mercado livre no período pela Copel Mercado Livre.
- *Encargos de uso da rede elétrica.* As despesas que incorremos com o uso da rede elétrica aumentaram 22,1%, ou R\$ 276,3 milhões, principalmente como resultado do aumento nas tarifas e encargos de infraestrutura de transmissão disponibilizados a partir de 2020, além do efeito da variação nos custos relacionadas ao despacho de térmicas, com impacto no Encargo de Serviços do Sistema - ESS e aumento nos encargos de uso do sistema e no Encargo de Energia de Reserva - EER, parcialmente compensado pela redução nos encargos de transporte de Itaipu.
- *Pessoal e administradores.* As despesas de pessoal aumentaram 20,8%, ou R\$ 276,5 milhões, refletindo o aumento da provisão para performance e participação nos lucros e o reajuste salarial em outubro de 2020, superior ao de 2019, parcialmente compensado pela redução no número de funcionários e custo política de redução.
- *Matéria-prima e insumos para produção de energia.* As despesas com materiais e insumos para produção de energia aumentaram 719,6% ou R\$ 355,1 milhões como resultado do despacho da UTE Araucária em 2020.
- *Gás natural e insumos para operação de gás.* As despesas com compras de gás natural diminuíram 39,4%, ou R\$ 230,5 milhões, principalmente devido ao menor volume de aquisição para revenda.
- *Serviços de terceiros.* As despesas com serviços de terceiros aumentaram 6,1%, ou R\$ 32,0 milhões, principalmente devido ao aumento na manutenção do sistema elétrico da Copel Distribuição, consultoria e auditoria e atendimento ao cliente.
- *Depreciação e amortização.* Depreciação e amortização aumentaram 6,2%, ou R\$ 59,2 milhões, em função do início da operação comercial durante 2019 das usinas Colíder, Cutia e Baixo Iguaçu. Em 2020, todas as plantas depreciaram um ano inteiro de uso em comparação com o período anterior.
- *Provisões.* As provisões diminuíram 8,8%, ou R\$ 22,8 milhões, principalmente devido a uma redução de R\$ 93,6 milhões nas provisões para litígios, parcialmente compensada por um aumento de R\$ 72,6 milhões referente à redução do valor recuperável do segmento de geração.
- *Custo de construção.* Os custos relacionados à construção aumentaram 29,9%, ou R\$ 326,1 milhões, refletindo os investimentos realizados na infraestrutura de transmissão, distribuição de energia e gás canalizado.
- *Outros custos e despesas operacionais.* Os demais custos e despesas aumentaram 56,8%, ou R\$ 120,8 milhões, principalmente devido à revogação da lei estadual e, conseqüentemente, ao registro da reversão da tarifa de água em 2019, que não é recorrente em 2020.

Equivalência patrimonial de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

O resultado de equivalência patrimonial de coligadas e joint ventures foi de R\$ 193,5 milhões em 2020, um aumento de 81,2%, ante R\$ 106,8 milhões em 2019. Essa variação é resultado do aumento de 111,7% no resultado de equivalência patrimonial de joint ventures, principalmente Mata de Santa Genebra, compensada por uma redução de 21,4% nos resultados de participações societárias de associadas, principalmente Foz do Chopim.

Resultados financeiros

Reconhecemos um aumento de ganhos financeiros de 290,2%, ou R\$ 1.321,7 milhões, principalmente devido a: (i) aumento de R\$ 906,1 milhões de reconhecimento de crédito tributário; (ii) acréscimo de R\$ 149,2 milhões nos juros e variação monetária do repasse da CRC; (iii) aumento de R\$ 56,4 milhões nos encargos moratórios; e, (iv) redução de R\$ 246,3 nas variações monetárias, cambiais e encargos de dívidas.

Despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2020, nossas despesas com imposto de renda e contribuição social foram de R\$ 1.285,4 milhões, refletindo uma alíquota tributária efetiva de 25,1% em nossa receita antes dos impostos, em comparação com R\$ 675,6 milhões e uma alíquota tributária efetiva de 23,7% em nosso lucro antes dos impostos em 2019.

Lucro líquido (prejuízo) de operações descontinuadas

Devido ao processo de desinvestimento em andamento, conforme descrito na Nota 40 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas, os resultados das operações da Copel Telecom foram classificados como operações descontinuadas. O aumento de R\$ 183,9 no resultado das operações descontinuadas deve-se ao fato de que, em 2019, ocorreu um processo de revisão do ativo imobilizado da Copel Telecom que resultou em montantes significativos de perdas por redução ao valor recuperável e baixas registradas naquele ano, não recorrente em 2020.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Nossas principais necessidades de liquidez e capital são para financiar a expansão e melhoria de nossa infraestrutura de distribuição e transmissão e para financiar a expansão de nossas instalações de geração.

Acreditamos que nosso capital de giro é suficiente para nossas necessidades atuais e para os próximos 12 meses. Esperamos financiar nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos próprios, decorrentes de lucros acumulados e geração de caixa de nossas operações e recursos de terceiros (BNDES, Outras Instituições Financeiras e Mercado de Capitais). Em dezembro de 2021, nossa Liquidez Corrente, índice que mede nosso ativo circulante sobre nosso passivo circulante, atingiu 1,4x (1,2x em 2020) com saldo de caixa, equivalente a caixa e aplicações financeiras de R\$ 3.853,9 milhões (R\$ 3.545,7 milhões em 2020) e R\$ 3.251,5 milhões em 2019).

Com relação às necessidades de capital de longo prazo, utilizamos um modelo de cinco anos para monitorar nossas necessidades em uma série de cenários e variáveis, incluindo Dívida Líquida/EBITDA e saldo mínimo de caixa, com o intuito de preservar a liquidez e melhorar a estrutura de capital. Nesse contexto, trabalhamos para antecipar exercícios de gestão de passivos para melhorar a liquidez ou se as condições forem favoráveis. Todas as nossas condições futuras de liquidez dependem de uma série de cenários e podem ser adversamente afetadas dependendo do mercado e de outras condições. A liquidez real pode diferir significativamente por várias razões, incluindo, sem limitação, os riscos descritos em “Declarações Prospectivas” e “Item 3. Informações Principais - Fatores de Risco”.

Não nos envolvemos em quaisquer acordos fora do balanço que tenham, ou tenham uma probabilidade razoável de ter um efeito atual ou futuro na condição financeira do registrante, mudanças na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, dispêndios de capital ou capital recursos que são materiais para os investidores.

A Companhia monitora sua liquidez financeira continuamente e, para esse fim, considera (i) do lado externo, a possibilidade de captação de recursos e a perspectiva de preservação de caixa através do auxílio de medidas estruturais do Governo Federal e demais Instituições Setoriais, e (b) do lado interno, tomando as ações necessárias em nossas operações através de redução gastos ou postergação de investimentos com o objetivo de garantir o cumprimento das compromissos financeiros em dia. Desta forma, nossas estimativas são de preservação do capital de giro necessário para nossas operações durante todo o período.

Além do capital de giro, também utilizamos o caixa para pagamentos de dividendos e serviço de dívida. Os dispêndios de capital foram de R\$ 2.255,2 milhões em 2021 e R\$ 1.904,7 milhões em 2020. A tabela a seguir apresenta a composição de nossas aplicações de capital para os períodos indicados. Nossos investimentos estão focados em projetos localizados no Brasil.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
	(milhões de R\$)		
Geração e transmissão ¹	494,8	431,9	691,9
Distribuição	1.623,0	1.279,6	919,9
Telecomunicações	54,4	103,4	146,3
Investimentos de associadas e <i>joint ventures</i>	31,0	72,4	267,5
Usina Termelétrica de Araucária	0,0	0,4	0,4
Compagas	14,3	15,2	17,6
Elejor	31,1	0,2	0,2
Outros	6,6	1,6	11,8
Total	2.255,2	1.904,7	2.055,6

¹ Considera investimentos em projetos 100% da Copel GET

Como nos anos anteriores, nossa necessidade de capital será financiada pelo caixa das nossas operações e / ou por financiamentos externos, que podem servir para compensar compromissos decorrentes do vencimento de financiamentos externos anteriores.

Nossos investimentos totais orçados para nossas subsidiárias integrais para 2022 é de R\$ 2.067,1 milhões, dos quais:

- R\$ 228,1 milhões são para geração e transmissão;
- R\$ 1.634,5 milhões são para nosso negócio de distribuição;
- R\$ 179,2 milhões para a construção do Complexo Eólico Cutia, Complexo Eólico Jandaíra e Complexo Vilas;
- R\$ 25,3 milhões são para outros investimentos.

Nossas subsidiárias a seguir também orçaram seus próprios dispêndios de capital para 2022, conforme descrito a seguir:

- Compagas: R\$ 23,7 milhões;
- Araucária: R\$ 3,9 milhões; e
- Elejor: R\$ 23,9 milhões.

Historicamente, financiamos nossas necessidades de liquidez e capital principalmente com caixa fornecido por nossas operações e por meio de financiamento externo. Nossa principal fonte de recursos em 2021 foram nossas atividades operacionais. O caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento foi de R\$ 2.884,4 milhões em 2021, comparado a R\$ 1.715,1 milhões em 2020. O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$ 3.386,8 milhões em 2021, comparado a R\$ 3.940,8 milhões em 2020 e R\$ 2.945,0 em 2019. A redução é explicada principalmente pelo crescimento das despesas com “Energia Elétrica Comprada para Revenda”, em função do déficit hidrológico e da necessidade de compra de energia para atender os contratos firmados. Em 2021, destacamos a venda da Copel Telecomunicações com recebimento de R\$ 2,4 bilhões (valor patrimonial), o reconhecimento de R\$ 1.570,5 milhões referente à renegociação do risco hidrológico (GSF) e a quitação integral pelo Estado do Paraná do o saldo devedor da conta CRC referente ao contrato CRC, atualizado pro rata die, no valor de R\$ 1.431,2 milhões. Em 2022, esperamos financiar nossas necessidades de liquidez e capital principalmente com Recursos próprios, decorrentes de lucros acumulados e geração de caixa de nossas operações e Recursos de Terceiros (BNDES, Outras Instituições Financeiras e Mercado de Capitais).

A dívida de longo prazo geralmente tem sido usada para financiar nossos principais projetos de investimentos ou programas de financiamento de aquisição de investimentos oferecidos pelo Banco Federal de Desenvolvimento, como o BNDES. Os vencimentos programados desses empréstimos de longo prazo foram estruturados para corresponder ao fluxo de caixa esperado a partir da conclusão dos projetos de investimentos relacionados e, como resultado, reduzir o risco de qualquer deterioração significativa de nossa posição de liquidez.

A tabela a seguir apresenta o vencimento das parcelas de empréstimos, financiamentos e debêntures:

	(R\$ milhões)							
	Curto Prazo	Longo Prazo						Total
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	>2027	
Moeda Domestica	2.722,95	1.728,66	741,57	1.843,51	1.553,65	483,81	2.601,33	11.675,49
Moeda Estrangeira	1,30	-	149,27	-	-	-	-	150,57
Total	2.724,26	1.728,66	890,84	1.843,51	1.553,65	483,81	2.601,33	11.826,06

Como nos anos anteriores, planejamos fazer investimentos significativos em períodos futuros para expandir e atualizar nossos negócios de geração, transmissão e distribuição. Além disso, podemos buscar investir em participações em outras concessionárias de energia elétrica existentes, em serviços de comunicação ou em outras áreas, que podem exigir financiamento nacional e internacional adicional. Nossa capacidade de gerar caixa suficiente para atender às nossas despesas planejadas depende de uma variedade de fatores, incluindo nossa capacidade de manter níveis tarifários adequados, de obter as autorizações regulatórias e ambientais necessárias, de ter acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de

operações e outras contingências. Prevemos que nosso caixa gerado pelas operações possa ser insuficiente para atender a esses dispêndios de capital planejados e que possamos precisar de financiamento adicional de fontes como o BNDES e os mercados de capitais brasileiro e internacional.

As regulamentações da ANEEL exigem aprovação prévia da ANEEL para qualquer transferência de fundos de nossas subsidiárias sob a forma de empréstimos ou adiantamentos. A aprovação da ANEEL não é necessária para dividendos em dinheiro, desde que os dividendos não excedam um limite de dividendos (“Limiar de Dividendos”) igual ao que for maior: lucro líquido ajustado ou reservas de receita disponíveis para distribuição. O Limiar de Dividendo é estabelecido pela Lei das S.A.

Os dividendos que recebemos de nossas subsidiárias têm sido historicamente suficientes para satisfazer as nossas necessidades de fluxo de caixa sem exceder o Limiar de Dividendo. Como resultado, não procuramos obter a aprovação da ANEEL para receber empréstimos ou adiantamentos de nossas subsidiárias ou dividendos de nossas subsidiárias que excedam o Limiar de Dividendo. Não esperamos que essas restrições sobre empréstimos e adiantamentos e sobre dividendos superiores ao Limiar de Dividendo tenham impacto sobre nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações pecuniárias, uma vez que esperamos que os dividendos abaixo do Limiar de Dividendo sejam suficientes no futuro.

Como outras companhias estatais, estamos sujeitos a certas restrições do CMN quanto à nossa capacidade de obter financiamentos de instituições financeiras nacionais e internacionais. As restrições do CMN podem limitar nossa capacidade de obter financiamentos bancários, mas não afetam a nossa capacidade de acessar os mercados de capitais brasileiro e internacional, e não restringem nosso acesso aos financiamentos bancários com o objetivo de rolar ou refinar a dívida.

Nosso total de empréstimos e financiamentos (incluindo debêntures) em aberto em 31 de dezembro de 2021 totalizava R\$ 11.826,1 milhões. Aproximadamente R\$ 150,6 milhões da dívida total em 31 de dezembro de 2021 eram expressos em dólares americanos. Para obter mais informações sobre os termos desses empréstimos e financiamentos, incluindo referência a suas datas de vencimento e estrutura de taxas de juros específicas, consulte a Nota 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Não estamos sujeitos à sazonalidade com relação às nossas necessidades de empréstimos. Nossos principais acordos de empréstimos e financiamento são:

Banco do Brasil:

- Devemos R\$641,2 milhões ao Banco do Brasil (não incluindo as debêntures listadas abaixo), que foram emprestados para aumentar nosso capital de giro.

Debêntures:

- Em março de 2016, os parques eólicos Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel emitiram R\$ 300,8 milhões em debêntures não conversíveis, com prazo de vencimento de 16 anos e pagamento mensal de juros. A taxa de juros do índice TJLP + 2,02% ao ano é aplicável a R\$147,6 milhões e o índice IPCA + 9,87% ao ano é aplicável a R\$ 153,2 milhões. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo devedor total de R\$ 231,9 milhões relacionado a essas debêntures.
- Em outubro de 2017, a Copel Distribuição emitiu R\$ 500,0 milhões em debêntures simples não conversíveis, com uma taxa de juros de 126% do índice do CDI ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 254,8 milhões;
- Em outubro de 2017, a Copel GeT emitiu R\$ 1,0 bilhão de debêntures simples não conversíveis, com taxa de juros de 126% do índice do CDI ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 399,8 milhões;
- Em julho de 2018, a Copel GeT emitiu R\$ 1,0 bilhão de debêntures simples não conversíveis, com taxa de juros de 126% do índice do CDI ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 690,3 milhões;

- Em setembro de 2018, a Copel GeT emitiu R\$ 290,0 milhões de debêntures simples não conversíveis. Essas debêntures têm uma taxa de juros equivalente ao IPCA + 7,6475% ao ano, com vencimento de sete anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 284,5 milhões;
- Em setembro de 2018, a Copel Distribuição emitiu R\$ 1,0 bilhão em debêntures simples não conversíveis, com uma taxa de juros equivalente ao CDI + 2,70% ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 684,2 milhões;
- Em março de 2019, a Cutia Empreendimentos emitiu R\$ 360,0 milhões em debêntures simples, não conversíveis, com taxa de juros equivalente ao IPCA + 5,8813% ao ano, com prazo de treze anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 370,9 milhões;
- Em junho de 2019, a Copel Holding emitiu R\$ 500 milhões em debêntures simples, não conversíveis, com taxa de juros de 106% do CDI ao ano, com vencimento em três anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 502,4 milhões;
- Em julho de 2019, a Copel GeT emitiu R\$ 1,0 bilhão em debêntures simples, não conversíveis, em duas séries, com uma taxa de juros de 109% do CDI ao ano e IPCA + 3,90% em cinco e seis anos de vencimento e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$1.063,0 milhões;
- Em novembro de 2019, a Copel Distribuição emitiu R\$ 850 milhões em debêntures simples, não conversíveis, em duas séries, com taxa de juros do IPCA + 4,20% ao ano e CDI + 1,45% ao ano, com vencimento em oito e três anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 761,7 milhões.
- Em junho de 2021, a Copel Distribuição emitiu R\$ 1,5 bilhão em debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, com taxa de juros de IPCA + 4,7742% ao ano e CDI + 1,95% ao ano com prazo de dez anos e cinco vencimento anual e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 1.534,5 milhões; e
- Em outubro de 2021, a Copel GeT emitiu R\$ 1,5 bilhão em debêntures simples, não conversíveis em ações, em duas séries, com taxa de juros CDI + 1,38% ao ano e IPCA + 5,7138% ao ano com prazo de cinco anos e vencimento em dez anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 1.522,9 milhões.

BNDES

- Em dezembro de 2013, recebemos a aprovação de financiamento do BNDES para a UHE Colíder no valor total de R\$ 1.041,2 milhões, com vencimento em outubro de 2031. Em 31 de dezembro de 2013 havíamos recebido R\$ 840,1 milhões deste valor, com o restante a ser desembolsado de acordo com o cronograma de construção. Além disso, o BNDES aprovou um financiamento para a subestação de transmissão Cerquilho III no valor de R\$ 17,6 milhões, que foi liberado em uma única parcela. Em 31 de dezembro de 2021, o saldo total em aberto dos dois contratos totalizava R\$ 689,2 milhões;
- O BNDES forneceu empréstimo à Copel de R\$ 339,0 milhões para financiar a construção da Usina Hidrelétrica de Mauá. A Usina de Mauá pertence ao Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, no qual a Copel tem participação de 51,0%, e a Eletrosul, de 49,0%. O BNDES está financiando 50,0% do valor do empréstimo, e o Banco do Brasil S.A. está financiando os outros 50,0%. Todas as receitas dessa usina servirão de garantia ao BNDES e ao Banco do Brasil até pagamento integral do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2021, o total agregado era de R\$ 144,2 milhões em dívidas em aberto para com o BNDES e o Banco do Brasil relativas a esse projeto;
- Em dezembro de 2011, obtivemos um financiamento junto ao BNDES, no montante de R\$ 44,7

milhões, para a construção da Linha de Transmissão Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, por um período de 14 anos. Em 31 de dezembro de 2021, o total agregado era de R\$ 14,4 milhões relativo a essa dívida;

- Em março de 2012, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 282,1 milhões para a construção dos Parques Eólicos GE Farol, Ge Boa Vista, GE São Bento do Norte e GE Olho D'Água, com prazo de 16 anos. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um total de R\$ 174,8 milhões em dívida;
- Em setembro de 2012, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 73,1 milhões para a construção da PCH Cavernoso II com prazo de 16 anos. Em 31 de dezembro de 2021, registramos um saldo total de R\$ 36,6 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em dezembro de 2014, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES para benfeitorias no sistema de distribuição da região metropolitana de Curitiba, com prazo de 9,4 anos. Levantamos um financiamento de R\$ 139,1 milhões em dezembro de 2014 e em 31 de dezembro de 2021, registramos um saldo total em aberto de R\$ 19,6 milhões;
- Em junho de 2015, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 154,6 milhões para construção dos parques eólicos de Santa Helena e Santa Maria, com prazo de 16 anos. Em 31 de dezembro de 2021, registramos um saldo total de R\$ 78,8 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em dezembro de 2015, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 55,8 milhões para construção das linhas de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II e Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2, com prazo de 15 anos. Em 31 de dezembro de 2021, registramos um saldo total de R\$ 29,0 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em outubro de 2018, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 194,0 milhões para implantação da Usina Hidrelétrica do Baixo Iguaçu, com como o sistema de transmissão associado, com prazo de 17 anos. Em 31 de dezembro de 2021, registramos um saldo total de R\$ 171,4 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em outubro de 2018, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 619,4 milhões para construção e implantação do parque eólico Cutia Empreendimentos Eólicos, com prazo de 17 anos. Em 31 de dezembro de 2021, registramos um saldo total de R\$ 563,6 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em agosto de 2018, a Copel GeT assinou um contrato de permuta de ações societárias com a Eletrosul dos empreendimentos controlados Costa Oeste Transmissora de Energia SA (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia SA (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia SA (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com esse contrato, a Copel GeT passa a deter 100% dos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul passa a deter 100% da Transmissora Sul Brasileira.
- A Marumbi possui um contrato firmado com o BNDES em 2014, no valor de R\$ 55 milhões, para Implantação de Linha de Transmissão de 525 kV entre o SE Curitiba e o SE Curitiba Leste e implantação do SE Curitiba, com vencimento em 14 anos. O saldo em 31 de dezembro de 2021 é de R\$ 24,7 milhões.
- Costa Oeste, possui contrato assinado com o BNDES em 2013, no valor de R\$ 36,7 milhões, para a implantação da Linha de Transmissão de 230 kV entre o SE Cascavel Oeste e o SE Umuarama Sul e a implantação do SE, com vencimento em 14 anos. Em 31 de dezembro de 2021, o saldo é de R\$ 16,3 milhões.
- Em junho de 2020, celebramos contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$ 432,1 milhões para implantação da Linha de Transmissão SE Medianeira, SE Curitiba Centro,

SE Curitiba Uberaba, SE Andirá Leste, Curitiba Leste-Blumenau e Baixo Iguaçu Realeza bem como seu sistema de transmissão associado, com prazo de vencimento em 23 anos. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 348,3 milhões de dívida em aberto de acordo com este contrato de financiamento.

- Em 8 de dezembro de 2020, o BNDES anunciou a escolha do banco de investimento Banco BTG Pactual SA para coordenar uma oferta secundária de suas participações em nosso capital social. Não há condição contratual ou regulatória que vincule a Oferta Secundária do BNDES às Ofertas de Conversão descritas no “Item 4. Informações sobre a Companhia - Desenvolvimentos Recentes”.

CAIXA ECONÔMICA FEDERAL (CEF)

- Temos dívidas de R\$ 9,6 milhões, relacionadas a programas governamentais para financiar projetos de distribuição.

BANCO DO NORDESTE (BNB)

- Em maio de 2021, celebramos um contrato de financiamento com o BNB no valor total de R\$ 208,7 milhões para a construção dos Parques Eólicos Jandaíra I, Jandaíra II, Jandaíra III e Jandaíra IV, com prazo de 17 anos. Recebemos R\$ 69,1 milhões desse valor, com os demais desembolsos a serem feitos de acordo com o cronograma de construção. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 69,4 milhões de dívida em aberto sob este contrato de financiamento.
- Em novembro de 2021, concluímos a aquisição do Complexo Eólico Vilas, que possui financiamento até 2039/2040. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um saldo total de R\$ 556,6 milhões de dívida em aberto sob este contrato de financiamento.

Adicionalmente, a Copel Distribuição solicitou o recebimento de empréstimo no valor de R\$ 145.843.744,31, conforme Termo de Aceitação da Conta Escassez Hídrica criado pelo Decreto 10.939/2022 (conforme proposto na Nota Técnica ANEEL 08/2022). O empréstimo visa mitigar a diminuição do nosso fluxo de caixa operacional em decorrência dos pagamentos do Bônus do Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica, importações de energia referentes às competências de julho e agosto de 2021 e os custos relacionados à receita fixa referente às competências de maio a dezembro de 2022 do Procedimento Concorrencial Simplificado – PCS de 2021 com repasses mensais conforme determinação e liquidação da CCEE. Nosso pedido ainda precisa ser aprovado pelo órgão regulador.

Somos parte em diversas ações judiciais que poderiam ter impacto adverso relevante sobre nossa liquidez em caso de julgamentos que nos sejam adversos. As contingências são descritas em “Item 8. Informações Financeiras – Ações Judiciais”.

Além disso, temos compromissos ainda não incorridos relacionados a contratos de longo prazo e, portanto, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, conforme apresentado na Nota 38 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O principal valor refere-se a compromissos de contratos de compra de energia e transporte de energia, totalizando R\$ 132.307,4 milhões em 31 de dezembro de 2021. A expectativa de liquidação desses compromissos é a seguinte: R\$ 8.403,2 milhões em menos de um ano, R\$ 27.275,1 milhões de um a 5 anos e R\$ 96.629,1 milhões após 5 anos.

Na Nota 36.2.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas, apresentamos os valores esperados para liquidação das obrigações contratuais não descontadas em cada intervalo de tempo. Nossas projeções são baseadas em indicadores financeiros vinculados aos instrumentos financeiros relacionados e projetados de acordo com a média das expectativas do mercado, conforme divulgado no Relatório Focus do Banco Central do Brasil.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Somos dirigidos por:

- Um Conselho de Administração, que pode ser composto por até nove (9) membros e atualmente é composto por nove (9) membros; e
- Uma Diretoria Executiva, atualmente composta por sete (7) membros.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração se reúne ordinariamente uma vez por mês. É necessária a presença da maioria dos membros do Conselho de Administração para que a reunião seja realizada, e as decisões são tomadas pelo voto majoritário dos presentes à reunião. Para obter informações adicionais, consulte o “Item 10. Informações Adicionais”. Os membros do Conselho de Administração são eleitos para mandatos de dois anos e podem ser reeleitos. Dos nove membros atuais do Conselho de Administração:

- cinco são eleitos pelos acionistas;
- dois são eleitos pelos acionistas minoritários (titulares de ações com direito a voto);
- um é eleito pelos acionistas minoritários (titulares de ações sem direito a voto); e
- um é eleito pelos nossos empregados.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas minoritários têm o direito de nomear e destituir pelo menos um membro do Conselho de Administração, em eleição em separado, sem a participação do acionista controlador, se esses acionistas minoritários detiverem (i) pelo menos 15% da nossas ações com direito a voto ou (ii) pelo menos 10% das ações sem direito a voto em circulação da empresa. Os acionistas minoritários titulares de pelo menos 10% de nossas ações com direito a voto têm o direito de solicitar a adoção de um procedimento de voto múltiplo, um procedimento que concede a cada ação com direito a voto tantos votos quanto houver membros do Conselho de Administração e o direito para todos os acionistas com direito a voto votar em apenas um candidato ou distribuir seus votos entre vários candidatos, também nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Nosso estatuto social confere aos acionistas minoritários titulares de ações com direito a voto o direito de nomear e destituir dois membros do Conselho de Administração, em uma eleição separada, independentemente das ações com direito a voto detidas por eles como uma classe, caso não tenham nomeado um superior número por meio de procedimento de Voto Múltiplo na assembleia geral de acionistas. Além disso, nossos funcionários também têm o direito de nomear e destituir um membro do Conselho de Administração. No entanto, se um procedimento de voto múltiplo for adotado e, também, os acionistas minoritários nomearem membros do Conselho de Administração por meio de uma eleição em separado, o acionista controlador terá o direito de nomear e destituir o mesmo número de membros indicados e eleitos pelos acionistas minoritários e funcionários, mais um.

Ainda de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os membros do nosso Conselho de Administração eleitos pelos acionistas não controladores têm o direito de vetar (desde que devidamente justificado) a nomeação do contador independente feita pela maioria dos membros do nosso Conselho de Diretores.

Os mandatos dos atuais membros do Conselho de Administração expiram em 29 de abril de 2021. Os atuais membros do nosso Conselho de Administração são:

Nome	Cargo	Desde
Marcel Martins Malczewski	Presidente	2019
Leila Abraham Loria	Membro do Conselho de Administração	2017
Andriei José Beber	Membro do Conselho de Administração	2021
Carlos Biedermann	Membro do Conselho de Administração	2019
Fausto Augusto de Souza	Membro do Conselho de Administração	2021
Marco Antônio Barbosa Cândido	Membro do Conselho de Administração	2018
Gustavo Bonini Guedes	Membro do Conselho de Administração	2019
Marco Antonio Bologna	Membro do Conselho de Administração	2021
Daniel Pimentel Slaviero	Membro do Conselho de Administração	2019

Abaixo são apresentados breves currículos de cada um dos membros do Conselho de Administração:

Marcel Martins Malczewski. O Sr. Malczewski nasceu em 8 de dezembro de 1964. Mestre em Ciências Industriais e Computação pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2001); e Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (1992). O Sr. Malczewski também participou do Programa de Gerenciamento de Proprietários / Presidentes da Harvard Business School (2004). Atualmente, é Presidente do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Além disso, o Sr. Malczewski é sócio da M3 Investimentos Ltda. e na Trivella M3 Investimentos SA Anteriormente, foi co-fundador (1990), CEO (2001-2009), presidente (2010-2011) e membro do Conselho de Administração (2012-2015) da Bematech SA. Também foi professor (1989-1994) e coordenador (1991-1994) do curso de graduação em Engenharia da Computação da Pontifícia Universidade Católica do Paraná).

Leila Abraham Loria. A Sra. Loria nasceu em 26 de janeiro de 1954. A Sra. Loria fez curso em Governança, Risco e Conformidade na Risk University KPMG (2016) e de Governança Corporativa e Inovação na Nova School of Business e Economics, em Lisboa, Portugal (2016). Ela possui pós-MBA em Governança Corporativa e Mercado de Capitais para executivos da B.I. Internacional (2015) e um MBA Executivo Internacional da APG-Amara (1994). A Sra. Loria também é Mestre em Administração de Empresas pela COPPEAD-UFRJ Business School (1978) e Bacharel em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas (1976). A Sra. Loria é atualmente membro de nosso Conselho de Administração e Presidente de nosso Comitê de Acionistas Minoritários. Além disso, é Presidente do Conselho do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, Membro Independente do Conselho de Administração da JBS, membro suplente do Conselho Consultivo da Anaconda, membro do Conselho Consultivo das Casas Pernambucanas e Co-chair da Diretoria Corporativa Feminina - WCD. Anteriormente, foi membro do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel (2017-2021); Membro do Conselho de Administração da Madeira Energia - MESA e Santo Antônio Energia -SAE (2017-2021); Membro do Conselho Consultivo do INPLAC Indústria de Plástico (2016-2021); Membro do Conselho Consultivo do Costão do Santinho Resort (2016-2021); Membro do Conselho Consultivo da COPPEAD-UFRJ Business School (2005-2018); Diretor Executivo da Telefonica Brasil e Membro do Conselho de Administração da Telefonica Vivo (2010-2015); Presidente e Diretor Geral da TVA (Grupo Abril) e Membro do Conselho de Administração da Tevecap (1997-2006) e Canbras, joint venture entre Abril e Bell Canada (1998-2002); Diretor Geral e Membro do Conselho de Administração da Direct TV (1997-1999); Diretor de Negócios do Walmart (1994-1997); e Diretor de Marketing, Vendas, Negócios, Aquisições e Recursos Humanos da Mesbla (1978-1994).

Marco Antônio Barbosa Cândido. O Sr. Cândido nasceu em 6 de março de 1969. O Sr. Cândido é doutor em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1997), mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1994) e graduado em Engenharia de Mecânica Aeronáutica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA(1991). O Sr. Cândido é atualmente membro do nosso Conselho de Administração, Presidente do nosso Conselho Fiscal e Presidente do nosso Comitê de Investimento e Inovação. É também Diretor Presidente e Sócio Fundador da MBC Consultoria, e

membro do Conselho de Administração do grupo hoteleiro Rafain, na cidade de Foz do Iguaçu-PR, da Athena Saúde S.A., do Expresso Princesa dos Campos e da Aebel. Anteriormente, foi membro do Conselho de Administração do Hospital Santa Rita e da operadora de saúde Santa Rita Saúde na cidade de Maringá - PR (2015-2019), do Grupo Positivo (2014-2016) e do Sistema de Saúde Mãe de Deus, no estado do Rio Grande do Sul - RS (2014-2015); Diretor Presidente do Grupo Marista (2012-2013), do Grupo Paysage (2013-2015) e da Associação Paranaense de Cultura - APC, controladora da Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUCPR (2005-2012); e professor e pesquisador da Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUCPR (1995-2013).

Carlos Biedermann. O Sr. Biedermann nasceu em 18 de agosto de 1953. O Sr. Biedermann participou do Programa Executivo da Singularity University (2019) e do Programa Internacional de Negócios do INSEAD na França (1995). Possui pós-graduação em Mercados Financeiros pela Fundação Getúlio Vargas - FGV (1979) e bacharelado em Contabilidade, pela Unisinos (1977), e em Gestão de Negócios e Gestão Pública, pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1975). Atualmente é membro do nosso Conselho de Administração e membro especialista financeiro do nosso Conselho Fiscal. O Sr. Biedermann possui considerável experiência como conselheiro em diversos setores, incluindo organizações como a Amcham/RS e a Associação dos Diretores de Marketing e Vendas do Brasil - ADVB/RS. Atualmente, é Presidente do Conselho de Administração da Brivia Dez e também tem assentos no Conselho de Administração das Lojas Lebes, Madero e CFL Participações. É membro do Conselho Fiscal da Suzano Papel e Celulose, Grupo Algar, Grupo Solar e Grupo Cornélio Brennand, Moinho Paulista, Banrisul e do Grupo Edson Queiroz. O Sr. Biedermann também atua como Presidente do Conselho Deliberativo do Grêmio Foot-Ball Porto Alegrense. Além disso, é instrutor do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC e sócio da Biedermann Consulting. Anteriormente, foi Presidente do Conselho de Administração da Trensurb (2019 -2021); Palestrante convidado do Programa de Governança Corporativa Pós-MBA da Unisinos (2017 - 2019); Membro do Conselho Consultivo das Farmácias São João (2016 - 2019); Presidente do Conselho Fiscal do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC (2009 - 2014); Presidente (2013 - 2014) e membro do Conselho da Organização de Jovens Presidentes - YPO (2009 - 2012 e 2015 - 2017); e Sócio Sênior da PricewaterhouseCoopers Auditoria e Consultoria (2002 - 2015).

Gustavo Bonini Guedes. O Sr. Guedes nasceu em 10 de abril de 1982. É pós-graduado em Direito Eleitoral pelo Centro Universitário Curitiba (2009) e bacharel em Direito pelo Centro Universitário Autônomo do Brasil (2005). O Sr. Guedes é atualmente membro do nosso Conselho de Administração. Adicionalmente, é membro da Academia Brasileira de Direito Eleitoral e Político - Abradep, sócio fundador da Bonini Guedes Advocacia e Advogado especializado em Direito Público, com mais de 15 anos de experiência em Direito Eleitoral, Administrativo e de Gestão Pública. Anteriormente, foi Presidente do Instituto de Direito Eleitoral do Paraná (2015-2016); Professor da Escola Superior de Advocacia - ESA/PR (2008-2014); membro assessor da Comissão de Direito Eleitoral do Conselho Federal da Ordem dos Advogados do Brasil - OAB (2013-2015); e coordenador do Departamento de Direito Eleitoral do Vernalha Guimarães e Pereira Advogados (2008-2015).

Daniel Pimentel Slaviero. O Sr. Slaviero nasceu em 22 de novembro de 1980. Ele concluiu o programa Owner / President Management - OPM (2015) e o YPO Harvard President Seminar (2010), ambos da Harvard Business School. Também concluiu o Programa de Negócios Executivos (STC) da Kellogg School of Management/Fundação Dom Cabral (2009); e é graduado em Administração de Empresas pela Universidade Positivo - UP (2001). O Sr. Slaviero é atualmente nosso Diretor Presidente, Membro do Comitê de Investimento e Inovação, Membro do Comitê de Desenvolvimento Sustentável e Secretário Executivo do Conselho de Administração da Companhia. Além disso, o Sr. Slaviero atua como Presidente do Conselho de Administração de nossas subsidiárias integrais Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Renováveis S.A. (atualmente Copel Serviços S.A.). É também Presidente do Conselho de Administração da F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. e Membro Titular na categoria consumo do Conselho de Administração do ONS. Anteriormente atuou como Presidente do Conselho de Administração da Copel Telecomunicações S.A. (2019-2021); Diretor Presidente do Sistema Brasileiro de Televisão - SBT (2017-2018); Diretor de Negócios do Sistema Brasileiro de Televisão - SBT (2017-2018); Diretor Institucional do Grupo Silvio Santos (2010-2017); Diretor Geral do Sistema Brasileiro de Televisão - SBT Brasília (2010-2017); Presidente da Associação Brasileira de Emissoras de Rádio e Televisão - ABERT (2006-2016); Diretor Executivo do Grupo Paulo Pimentel (2001-2010); e Gerente de Programação e Produção do Grupo Paulo Pimentel (2000-2001).

Andriei José Beber. O Sr. Beber nasceu em 18 de novembro de 1973. Possui MBA em Gestão Empresarial pela Fundação Getúlio Vargas (2006); doutorado em Engenharia, Área de Concentração: Estruturas, pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (2003); mestrado em Engenharia, Área de Concentração: Estruturas, pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1999); e Bacharel em Engenharia Civil pela Universidade Regional de Blumenau (1997). Realizou diversos cursos de desenvolvimento profissional no Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC (Curso de Gestão de Riscos Corporativos (2019), Curso Avançado para Conselheiros (2018), Curso de Monitoramento de Desempenho (2018), Curso de Comitê de Auditoria (2017) e Conselheiro Certificado Curso (2016) É membro do nosso Conselho de Administração, Presidente do nosso Comitê de Desenvolvimento Sustentável e Membro do nosso Comitê de Acionistas Minoritários, além de Membro do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Auditoria da Tecnis; do Comitê de Coordenação - Capítulo SC do IBGC; Membro do Conselho Fiscal da Usiminas; e Professor do Programa de Pós-Graduação em Gestão da FGV da Fundação Getúlio Vargas. Anteriormente, foi Conselheiro Independente da AES Eletropaulo (2017-2018); Coordenador do Pós-Graduação em Manutenção Predial pela Universidade do Vale do Itajaí (2004-2019); Conselheiro das Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC S.A. (2010-2015); e Associado Pesquisador da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1999-2003).

Marco Antonio Bolonha. O Sr. Bologna nasceu em 22 de abril de 1955. Possui graduação em Engenharia de Produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (1978) e curso de Extensão em Serviços Financeiros pelo Lloyds Bank PLC - Manchester Business School da University of Manchester (Reino Unido) (1988). Na Companhia Paranaense de Energia - Copel, é membro do nosso Conselho de Administração, do nosso Comitê de Investimentos e Inovação e do nosso Comitê de Acionistas Minoritários. Adicionalmente, é membro do Conselho de Administração do Grupo Edson Queiroz, membro do Conselho Consultivo do Grupo Cornélio Brennand e do Grupo Silvio Santos e Conselheiro da organização não governamental Amigos do Bem. Atua também como Consultor de Estratégia, Finanças e Governança do Grupo F. A. Oliva/Astra e Sócio do Grupo Galapagos. Anteriormente, foi Presidente do Grupo Banco Fator - Banco de Investimento, Corretora de Valores, Administração de Recursos e Seguradora (2015-2018); Membro do Conselho de Administração e Coordenador do Comitê de Auditoria da Suzano Papel e Celulose S.A. (2006-2018); Presidente do Conselho de Administração da TAM S.A. (2014-2016); Membro do Conselho de Administração da Multiplus Empresa de Fidelização S.A. (2013-2016); Presidente da TAM S.A. - Holding (2010-2015); Presidente da TAM S.A. e da TAM Linhas Aéreas S.A. (2004-2007 e 2012-2013); Membro do Conselho de Administração da TAM S.A. (2009-2012); Membro do Conselho de Administração da TAM Aviação Executiva S.A. (2008-2012); CEO da Wtorre S.A. (2008) e Membro do Conselho de Administração da Wtorre Commercial Properties (2009-2011); Membro do Conselho de Administração da IATF - IATA Training Fund (Genebra) (2010-2011); CEO da TAM Aviação Executiva (2009-2010); Assessor da TAM Empreendimentos e Participações - Holding (família Amaro) (2003-2009); Membro do Conselho de Administração do Banco Daycoval S.A. (2007-2008); Membro do Conselho de Administração da Interprint S.A (2006-2007); CEO do Banco VR e Diretor Financeiro do Grupo VR (família Szajman) (2003); e CFO da TAM S.A. e TAM Linhas Aéreas S.A. (2001-2003).

Fausto Augusto de Souza. O Sr. Souza nasceu em 04 de novembro de 1980. Possui MBA Executivo em Gestão - Setor Elétrico pela Fundação Getúlio Vargas (2019), mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2015), graduação em Engenharia Eletrotécnica pela Universidade Tuiuti do Paraná (2011) e Especialização em Automação e Controle de Processos Industriais pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2005). Anteriormente fez cursos de Tecnólogo em Eletrotécnica: Automação e Acionamentos Industriais (2003) e Técnico em Eletrotécnica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (1999). Atualmente é membro do nosso Conselho de Administração e do Comitê de Desenvolvimento Sustentável. Atua também como Técnico Eletrotécnico na Copel Distribuição S.A. Anteriormente foi membro da Comissão Permanente do Programa de Ecoeficiência da Companhia Paranaense de Energia - Copel (2017-2018); Professor Substituto dos cursos de Engenharia Elétrica, Engenharia de Controle e Automação e Tecnologia de Automação Industrial da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR (2013-2015); Professor e pesquisador dos cursos de Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle e Automação da Unisociesc - campus Curitiba (2016-2017); e Professor do curso de Engenharia Elétrica e Análise de Sistemas da Universidade Unicesumar - Curitiba (2018-2020).

DIRETORIA

A Diretoria da Copel se reúne a cada duas semanas e é responsável pela administração cotidiana da Companhia. Cada Diretor possui também responsabilidades individuais estabelecidas por Regimento.

De acordo com nosso Estatuto, nossa Diretoria é composta por sete (7) membros. Os Diretores Executivos são eleitos pelo Conselho de Administração para mandatos de dois anos mas podem ser destituídos pelo Conselho de Administração a qualquer momento. Os mandatos dos atuais membros da Diretoria expiram em dezembro de 2023. Os membros atuais são os seguintes:

Nome	Cargo	Desde
Daniel Pimentel Slaviero	Diretor Presidente	2019
Ana Letícia Feller	Diretor de Gestão Empresarial	2018
Adriano Rudek de Moura	Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	2017
Cassio Santana da Silva	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	2019
Eduardo Vieira de Souza Barbosa	Diretor Jurídico e de Relações Institucionais	2019
Vicente Loiacono Neto	Diretor de Governança, Risco e Compliance	2018
David Campos	Diretor Adjunto de Comunicação	2019

Abaixo são apresentadas breves descrições biográficas de cada um de nossos atuais diretores:

Daniel Pimentel Slaviero. O Sr. Slaviero é nosso diretor presidente desde 8 de janeiro de 2019. Para informações biográficas sobre o Sr. Slaviero, vide “Conselho de Administração”.

Ana Letícia Feller. A Sra. Feller nasceu em 15 de outubro de 1977. Possui MBA em Liderança com ênfase em Administração pela Estação Business School (2015); Pós-graduada em Gestão com ênfase em Gestão Estratégica de Pessoas, pela FAE Centro Universitário (2009); Pós-graduada em Direito do Trabalho pela Unibrasil (2005). Bacharel em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná (2000). Ela é atualmente nossa Diretora de Gestão de Negócios; bem como Membro do Conselho de Administração da Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Renováveis S.A. (atualmente Copel Serviços S.A.). A Sra. Feller trabalha para nós desde 2002, primeiramente como advogada e também como Membro do Conselho de Administração da Copel Telecomunicações (2019-2021); Assistente do Chief Business Management Officer (2017-2018); Presidente do Comitê de Remuneração Permanente (2017-2018); Presidente da Comissão de Gestão (2017-2018); Diretor de Recursos Humanos (2007-2010 e 2013-2017); e membro do Conselho de Orientação Ética (2006-2008 e 2010-2012). Adicionalmente, foi membro suplente do Conselho Deliberativo da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social (2014-2018).

Adriano Rudek de Moura. Sr. Moura nasceu em 25 de setembro de 1962. Ele possui curso de aperfeiçoamento profissional na Fundação Dom Cabral (2019), no Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC (2018), na Duke’s Fuqua School of Business (2010) e em Harvard Business School (2007). Ele é pós-graduado em Finanças e Controladoria pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Finanças - FIPECAFI / USP (1997); e graduado em Ciências Contábeis pelo Centro Universitário Ítalo Brasileiro - Unifitalo (1985). O Sr. Moura é atualmente Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Copel. É também Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Copel Geração e Transmissão S.A.; Diretor Financeiro da Copel Distribuição S.A.; Diretor Financeiro da Copel Comercialização S.A.; e Diretor Financeiro da Copel Renováveis S.A. (atual Copel Serviços S.A.). Anteriormente, foi Vice-presidente e Diretor de Administração, Finanças e Relações com Investidores da Electrolux para a América Latina (2003-2017); Diretor de Administração, Finanças e Relações com Investidores da Electrolux do Brasil (1999-2003); Controller na Electrolux do Brasil (1997-1999); Vice-presidente da Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos (2013-2015); membro do Conselho de Administração da CTI (2011-2017) e da Eletros (2013-2015); membro do Conselho Fiscal da Gafisa (2009-2014); Tenda (2009-2014); e Alphaville (2012-2013); Professor de pós-graduação da Fundação Armando Alvares Penteado - FAAP (1999); Professor da Faculdade de Administração de Empresas e Economia do Paraná – FAE (1995); e auditor e consultor da Arthur Andersen (1982-1997).

Cassio Santana da Silva. Sr. Silva nasceu em 14 de agosto de 1978. É bacharel em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Paraná - UFPR (2002); e um MBA Executivo pela Fundação Getúlio Vargas - Rio de Janeiro (2003). Atualmente é Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Copel e membro do Conselho de Administração da Copel Geração e Transmissão S.A. Anteriormente, ocupou cargos de liderança em diversas empresas multinacionais, como Gerente de Unidade de Negócios da Telefônica Brasil S.A. (2014-2019); Gerente Sênior de Marca e Trade na Kimberly Clark (2011-2013); Gerente de Marketing e Trade Marketing da Unidade de Negócios Danone Nordeste (2009-2011); Gerente Nacional de Trade Marketing da Danone (2008-2009); Gerente de Trade Marketing na Philip Morris (2007-2008); Gerente Regional de Vendas da Ambev na República Dominicana (2006-2007); e Gerente de Marketing (2005-2006) na AmBev.

Eduardo Vieira de Souza Barbosa. Sr. Barbosa nasceu em 3 de outubro de 1982. É pós-graduado em Direito Constitucional pela Academia Brasileira de Direito Constitucional - ABDConst. É Bacharel em Direito pela Universidade Tuiuti do Paraná - UTP. Atualmente é Diretor Jurídico e Regulatório da Copel, bem como Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Renováveis S.A. (atualmente Copel Serviços S.A.). Anteriormente atuou como Diretor Presidente da Copel Renováveis S.A. (2019-2021); Membro do Conselho de Administração da Copel Renováveis S.A., como Secretário Executivo (2019-2021); Professor Visitante de Direito Corporativo do primeiro módulo de pós-graduação da Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUC/PR (2018); Vice-Presidente da Câmara de Arbitragem, Mediação e Conciliação Societária do Brasil - Cambra (1ª Câmara Empresarial Brasileira de Arbitragem, Mediação e Conciliação) (2017-2018); Membro do Conselho de Administração, eleito membro da Diretoria Executiva e membro da Comissão de Leilões da Junta Comercial do Estado do Paraná (2015-2018); Consultor Estratégico da Companhia Paranaense de Saneamento do Paraná - Sanepar, Assistente do Diretor Jurídico da CS Bioenergia S.A. (2015-2018); Professor do Centro de Estudos da Administração Pública - Ceap (2014) e professor convidado de Administração Pública; Membro do Conselho Político (2013-2016) e Diretor Jurídico do Conselho de Jovens Empresários - CJE (2011-2016) da Associação Comercial do Estado do Paraná; Procurador-Geral da Junta Comercial do Estado do Paraná (2011-2015); Membro do Conselho de Administração do Instituto Paranaense de Direito Eleitoral - Iprade (2010); Membro da Comissão de Direito Eleitoral da Ordem dos Advogados do Brasil - Estado do Paraná - OAB/PR (2010); Sócio fundador do escritório de advocacia Vieira Barbosa & Carneiro (2009); e Assessor Jurídico e referee de pessoas jurídicas e físicas ligadas direta e indiretamente à Administração Pública.

Vicente Loiacono Neto. O Sr. Loiacono nasceu em 4 de junho de 1983. Mestre em Direito Empresarial e Cidadania pelo Centro Universitário Curitiba - Unicuritiba (2021); pós-graduação em Direito Processual Civil - Grandes Transformações pela Universidade do Sul de Santa Catarina (2010), e bacharelado em Direito pelas Faculdades Integradas Curitiba (2007). O Sr. Loiacono é atualmente Diretor de Governança, Riscos e Compliance da Copel. O Sr. Loiacono é advogado da empresa desde 2011, onde também atuou como Assessor da Diretoria Executiva (2017-2018) e da Diretoria Jurídica (2013); e como Membro do Conselho de Orientação Ética (2014). Também foi Coordenador do Comitê de Riscos e Compliance do Instituto Brasileiro de Executivos de Finanças no Paraná - IBEF-PR (2020-2021); membro da Comissão de Compliance Corporativo e Anticorrupção da Ordem dos Advogados do Brasil - OAB-PR (2019-2021); membro da Comissão de Advogados Empregados da Ordem dos Advogados do Brasil - OAB-PR (2019-2021); membro do Conselho Fiscal da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social (2015); e vice-coordenador do Conselho de Jovens Empresários - CJE (Comitê de Jovens Empresários) da Associação Comercial do Estado do Paraná (2014-2016)..

David Campos. O Sr. Campos nasceu em 5 de novembro de 1969. O Sr. Campos é Bacharel em Comunicação Social - Jornalismo pela Universidade Estadual de Ponta Grossa - UEPG (1990). Atualmente é Diretor Adjunto de Comunicação da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Anteriormente atuou como Diretor de Comunicação da Itaipu Binacional (2017); Secretaria Municipal de Comunicação Social da Prefeitura de Curitiba (2011-2012); Chefe da Prefeitura de Curitiba (2010); Jornalista Chefe da Assembleia Legislativa do Estado do Paraná (2001-2009); Secretário de Comunicação Social do Estado do Paraná (1999-2000); e Secretário Municipal de Comunicação Social da Prefeitura de Curitiba (1997-1998).

CONSELHO FISCAL

Temos um Conselho Fiscal permanente, que geralmente se reúne uma vez por mês. O Conselho Fiscal é composto por cinco membros efetivos e cinco suplentes, eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária, com mandato de dois anos. O Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores externos da Copel, tem as responsabilidades previstas na Lei Federal nº6.404/1976 e na Lei Federal nº13.303, que incluem, entre outros:

- examinar e dar parecer sobre as Demonstrações financeiras da Companhia a nossos acionistas;
- emitir pareceres especiais sobre mudanças no capital social, orçamento da Companhia, propostas de distribuição de dividendos e reestruturação organizacional; e
- em geral, fiscalizar as atividades da administração da Copel e dar parecer sobre elas aos acionistas.

A tabela a seguir lista os membros e suplentes atuais do Conselho Fiscal, indicados na 66ª Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2021. O mandato de todos os membros do Conselho Fiscal indicados abaixo expirará em abril de 2023.

Nome	Desde
Demetrius Nichele Macei	2019
Harry Françóia Júnior	2019
José Paulo da Silva Filho	2019
Eduardo Badyr Donni	2021
Raphael Manhães Martins	2021
Suplentes	
João Luiz Giona Junior ⁽¹⁾	2018
Otamir Cesar Martins	2018
Verônica Peixoto Coelho	2021
Estevão de Almeida Accioly	2019
Cristiane do Amaral Mendonça	2021

⁽¹⁾ João Luiz Giona Junior renunciou em 21 de Dezembro de 2021.

COMITÊ DE AUDITORIA

De acordo com a Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act* e nosso Estatuto Social, temos um Comitê de Auditoria composto por três (3) membros, com mandato de dois anos, podendo ser reeleitos em até duas vezes consecutivas. De acordo com regras do Comitê de Auditoria, os membros deste comitê são nomeados e podem ser substituídos por deliberação do nosso Conselho de Administração. Os membros do Conselho Fiscal são o Sr. Marco Antônio Barbosa Cândido (presidente), o Sr. Luiz Claudio Maia Vieira e o Sr. Carlos Biedermann. O Comitê de Auditoria é responsável por auditar e supervisionar os processos relacionados à elaboração de nossas demonstrações financeiras, garantindo o cumprimento de todos os requisitos legais relacionados às nossas obrigações de reporte, monitorando o trabalho dos auditores independentes e de nossa equipe responsável por auditoria interna da Empresa e revisar a eficácia de nossos procedimentos e funcionários de controle interno e gerenciamento de risco

COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO “CIA”

O CIA é um órgão estatutário permanente da Copel que fornece suporte aos acionistas. O objetivo do CIA é verificar a conformidade do processo de nomeação e avaliação dos membros do órgão estatutário da Copel (ou seja, Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Conselho Executivo e comitês estatutários relevantes), em cada caso, de acordo com (i) a Política de Nomeação; (ii) o Regimento Interno de Nomeação de Membros dos Órgãos Estatutários; (iii) outras regras internas; e (iv) lei aplicável. O CIA trabalha em estreita colaboração com a Copel Holding e suas subsidiárias integrais e seu escopo pode ser estendido a empresas controladas, afiliadas e outras empresas nas quais a Copel e suas subsidiárias integrais detêm participações societárias.

Nome	Cargo	Desde
Marcos Leandro Pereira	Presidente	29/04/2021
Robson Augusto Pascoalini	Membro	29/04/2021
Durval Jose Soledade Santos	Membro	01/10/2021

COMITÊ DE INVESTIMENTO E INOVAÇÃO “CII”

Em 2021, a Copel criou o Comitê de Investimentos e Inovação (“CII”), órgão de assessoramento do Conselho de Administração, e aprovou a Política de Investimentos para aprimorar a alocação de capital, ferramenta essencial para a execução de nossas Diretrizes Estratégicas de crescimento sustentável, geração de valor para os acionistas e a perenidade do nosso negócio de energia. A política estabelece critérios para seleção, priorização, avaliação, aprovação e acompanhamento dos investimentos. Assim, o desenvolvimento de projetos leva em consideração esta Política e nossas Diretrizes Estratégicas. Nossa Política de Investimentos está disponível em nosso site www.copel.com.

O CII é um órgão estatutário permanente da Copel que dá suporte ao Conselho de Administração da Copel. O objetivo do CII é analisar e emitir recomendações sobre os planos de investimento da Copel, a fim de facilitar a supervisão robusta de nossos investimentos pelo Conselho de Administração. A CII atua em estreita colaboração com a Copel (Holding) e suas subsidiárias integrais e seu escopo pode ser estendido a empresas controladas, coligadas e demais sociedades nas quais a Copel e suas subsidiárias integrais detenham participações societárias.

Nome	Cargo	Desde
Daniel Pimentel Slaviero.....	Membro	06/05/2021
Marco Antônio Barbosa Cândido.....	Presidente	06/05/2021
Marco Antonio Bologna.....	Membro	06/05/2021

COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (“CDS”)

O Comitê de Desenvolvimento Sustentável (“CDS”) é um órgão independente e permanente que assessora o Conselho de Administração em relação à Copel e suas subsidiárias integrais. O CDS pode interagir com empresas direta ou indiretamente controladas por nós quando determinado pelo Conselho de Administração. O papel, funcionamento e composição do CDS são determinados por políticas internas aprovadas pelo Conselho de Administração. Dentre as atribuições do comitê, destacamos o assessoramento no que tange ao estabelecimento de diretrizes, políticas e princípios relativos à gestão de pessoas e ao desenvolvimento sustentável da Companhia, de suas subsidiárias integrais e de suas controladas, com ênfase nas dimensões ambiental, social e de governança corporativa (ESG), dentro das melhores práticas do mercado.

Membro	Cargo	Desde
Andriei José Beber	Presidente	06/05/2021
Daniel Pimentel Slaviero	Membro	06/05/2021
Fausto Augusto de Souza	Membro	06/05/2021
Marcos Leandro Pereira	Membro	06/05/2021

COMITÊ DE ACIONISTAS MINORITÁRIOS (“CDM”)

O Comitê de Acionistas Minoritários (“CDM”) é um órgão independente e permanente que assessora o Conselho de Administração. O papel, funcionamento e composição do CDM estão detalhados em políticas internas aprovadas pelo Conselho de Administração.

Membro	Cargo	Desde
Leila Abraham Loria	Presidente	16/06/2021
Andriei José Beber	Membro	16/06/2021
Marco Antonio Bologna	Membro	16/06/2021

REMUNERAÇÃO DOS CONSELHEIROS, DIRETORES, MEMBROS DO CONSELHO FISCAL E MEMBROS DO COMITÊ DE AUDITORIA

De acordo com a legislação brasileira, a remuneração total do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e do Conselho Fiscal é estabelecida anualmente pela Assembleia Geral de Acionistas. Conforme parágrafo 3 da Seção 162 da Lei das Sociedades por Ações, a remuneração dos membros do Conselho Fiscal deve ser igual ou superior a 10% da remuneração média paga aos membros de nossa Diretoria (excluindo benefícios e planos de participação nos lucros, se aplicável). Os membros do nosso Conselho Fiscal receberam em 2020 o valor de 15% da remuneração mensal do Diretor Presidente. Por fim, os membros do nosso Comitê de Auditoria (que também são membros do nosso Conselho de Administração) receberam a remuneração mensal paga aos membros do Conselho Fiscal mais R\$ 5.000,00.

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, o montante agregado das remunerações pagas pela Copel a todos os Membros do Conselho de Administração, aos Diretores e aos membros do Conselho Fiscal foi de R\$ 12,94 milhões, dos quais 75,92% foram para nossa Diretoria Executiva, 17,87% foi para nosso Conselho de Administração e 6,21% foi para nosso Conselho Fiscal, conforme aprovado em nossa 66ª Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2021.

A tabela a seguir mostra detalhes adicionais sobre a remuneração paga aos membros de nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal referente ao final de cada período indicado.

Area	Remuneração (R\$mil) nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de								
	Conselho de Administração			Diretoria			Conselho Fiscal		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Número de membros ⁽¹⁾	9,17	9,00	8,33	7,00	7,00	7,00	5,17	5,00	5,00
Salário total	756,83	641,1	514,7	4.993,50	4.995,0	4.976,8	659,43	659,4	659,2
Maior salário	227,83	227,80	230,3	879,23	879,2	1.731,4	131,89	131,9	171,4
Menor salário	43,23	131,9	158,3	388,42	389,9	805,6	43,23	131,9	158,3
Salário médio	157,39	181,4	224,6	713,36	713,6	1.409,7	106,73	131,9	161,8
Participações em comitês ⁽²⁾	1.099,68	1.183,6	1.005,2	-	-	-	-	-	-
Outros ⁽³⁾	456,46	451,9	340,0	4.834,56	2.106,0	2.059,5	144,31	145,8	147,5
Total⁽⁴⁾	2.312,98	2.276,6	1.871,9	9.828,06	9.360,0	9.868,0	803,74	805,2	809,1

⁽¹⁾ O número de membros corresponde à média mensal dos membros dividida por 12 meses.

⁽²⁾ Refere-se ao Comitê de Auditoria.

⁽³⁾ Refere-se à Contribuição Previdenciária Privada, Plano de Assistência para todos os membros e Subsídio de Representação para Diretores Executivos.

⁽⁴⁾ Valor referente ao Salário Total, Remuneração de Participação em Comitês e Outros.

Não possuímos contratos de prestação de serviço com nossos diretores prevendo benefícios ao término do emprego. Não possuímos um plano de opção de ações para nossos conselheiros, diretores ou empregados.

EMPREGADOS

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos 6.383 empregados, comparado aos 6.667 empregados em 31 de dezembro de 2020 e 7.095 empregados em 31 de dezembro de 2019. Incluindo os empregados da Compagas, da Elejor e da UEG Araucária (companhias em que possuímos participação majoritária), tínhamos 6.538 empregados em 31 de dezembro de 2021.

A tabela seguinte mostra o número de empregados e o desdobramento dos empregados por categoria de atividade nas datas indicadas para cada área de nossas operações.

Área	Em 31 de dezembro de		
	2021	2020	2019
Geração e transmissão	1.523	1.533	1.620
Distribuição	4.430	4.641	4.964
Telecomunicações	0	355	412
Serviços	217		
Staff corporativo e pesquisa e desenvolvimento	169	96	61
Outros empregados	44	42	38
Total de empregados das subsidiárias integrais da Copel	6.383	6.667	7.095
Compagas	133	142	148
Elejor	7	7	7
Araucária	15	17	16
Total	6.538	6.833	7.266

Todos os nossos empregados são cobertos por acordos coletivos de trabalho que renegociamos anualmente com os sindicatos representativos das várias categorias profissionais. Em 2020, negociamos e assinamos acordos trabalhistas com os sindicatos que representam nossos empregados, com vigência a partir de outubro, por um período de um ano. Concordamos em reajustar os salários em 3,89% em 2020 em relação aos salários de 2019., e 10,78% em 2021 em comparação com 2020.

Fornecemos uma série de benefícios a nossos empregados. O mais significativo é o patrocínio, pela Companhia, da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social (a “Fundação Copel”), que suplementa a aposentadoria concedida pelo governo federal e os benefícios na área de saúde disponíveis para nossos empregados. Em 31 de dezembro de 2021, aproximadamente 99% dos nossos empregados tinham optado por participar de um plano de contribuição definida.

De acordo com a legislação federal e a nossa política de remuneração, nossos empregados participam de um plano de participação nos lucros. A quantia, estabelecida mediante acordo entre nós e uma comissão de empregados, está sujeita à aprovação do Conselho de Administração e dos acionistas. O recebimento de participação nos lucros pelos empregados está condicionado à consecução de certos objetivos descritos no acordo mencionado acima, confirmados em nossas demonstrações financeiras publicadas ao fim do exercício. O montante de distribuições de participação nos lucros provisionado e aprovado para o exercício fiscal de 2021 foi de R\$ 290,1 milhões. O montante de distribuições de participação nos lucros provisionado e aprovado para o exercício fiscal de 2020 (incluindo a Compagas) foi de R\$ 420,0 milhões.

Em novembro de 2020, foi realizado o leilão de venda da Copel Telecom. A venda fez parte da política da Companhia de alienar ativos não estratégicos e focar em negócios e serviços no setor de energia. Foi criado o Programa de Demissão Voluntária (PDI) para os demais empregados da Copel Telecom, reduzindo o número de empregados que foram realocados em outras entidades filiadas à COPEL. O programa incluiu três fases:

Fase 1: Elegibilidade dos empregados ativos que ingressaram na Copel Telecom a partir de 31 de maio de 2021. O período de adesão teve início de 18 a 31 de agosto de 2021 e os contratos de trabalho daqueles que aderiram a essa fase foram encerrados em 15 de fevereiro de 2022.

Fase 2: Elegibilidade dos empregados ativos que ingressaram na Copel Telecom entre 1º de janeiro de 2019 e 30 de maio de 2021. O período de adesão para essa fase foi de 21 de setembro de 2021 a 5 de outubro de 2021 e a rescisão do contrato para os funcionários que optaram ocorreu em 15 de fevereiro de 2022.

Fase 3: Elegibilidade dos demais empregados da Copel, categorizada por idade e tempo de empresa em ordem decrescente em 30 de setembro de 2021. O período de adesão para esta fase foi de 11 a 22 de outubro de 2021. A rescisão do contrato de trabalho para aqueles que optaram ocorreu em 15 de fevereiro de 2022.

No total, 461 funcionários aderiram ao PDI, resultando em um custo estimado de R\$ 139,2 milhões em verbas rescisórias e uma redução potencial de R\$ 153,9 milhões nos custos anuais em comparação com a realocação desses funcionários dentro de nosso grupo econômico.

Em 12 de fevereiro de 2020, o Conselho de Administração aprovou a implantação, dentro da Copel e de suas subsidiárias integrais, de um programa de incentivo de curto prazo denominado Programa de Incentivo ao Desempenho, ou Prêmio Por Desempenho (“PPD”), direcionado ao alinhamento de esforços em diferentes níveis aos objetivos estratégicos da empresa. O primeiro ciclo do programa teve início em 1º de janeiro de 2020 e término em 31 de dezembro de 2020. O pagamento ocorreu em abril de 2021. Os resultados obtidos ao final deste primeiro ciclo mostram que 61% das áreas da Copel atingiram ou superaram nossas metas estabelecidas e a média do Índice de Cumprimento de Metas (ICM) foi de 100,58%.

PARTICIPAÇÃO ACIONÁRIA

Em 31 de março de 2022, nossos conselheiros e diretores, coletivamente, detinham, direta ou indiretamente, menos de 1,0% de nossas ações de qualquer classe.

A tabela a seguir indica os conselheiros, diretores e membros do Conselho Fiscal que detinham ações em 31 de março de 2022 e suas respectivas participações acionárias nessa data, negociadas na B3. Nenhum outro conselheiro, diretor, membro ou suplente do conselho fiscal detinha ações da companhia em 31 de março de 2022.

	Quantidade de ações ¹			Units
	Ordinárias	Classe A	Classe B	
Membros do Conselho de Administração				
Marcel Martins Malczewski	-	-	-	-
Daniel Pimentel Slaviero	-	-	-	-
Marco Antônio Barbosa Cândido	-	-	-	-
Carlos Biedermann	-	-	-	-
Gustavo Bonini Guedes	-	-	-	-
Marco Antonio Bologna	-	-	-	-
Leila Abraham Loria	-	-	-	-
Andriei José Beber	-	-	-	-
Fausto Augusto de Souza	-	-	-	-
Diretores				
Daniel Pimentel Slaviero	-	-	-	-
Ana Letícia Feller	-	-	-	-
Adriano Rudek de Moura	-	-	13.200	17.100
Cassio Santana da Silva	-	-	-	-
Eduardo Vieira de Souza Barbosa	-	-	-	-
Vicente Loíacono Neto	-	-	-	-
David Campos	-	-	-	-
Membros do Conselho Fiscal				
Demetrius Nichele Macei	-	-	-	-
Harry Françóia Júnior	-	-	-	-
José Paulo da Silva Filho	-	-	-	-
Eduardo Badyr Donni	-	-	-	-
Raphael Manhães Martins	-	-	9.900	-
Membros do Conselho Fiscal – Suplentes				
Otamir Cesar Marins	-	-	-	-
Estevão de Almeida Accioly	-	-	-	-
Veronica Peixoto Coelho	-	-	-	-
Cristiane do Amaral Mendonça	-	-	-	-

⁽¹⁾ Considera o desdobramento de ações e considera ações detidas por empresas controladas direta ou indiretamente pela pessoa.

Não dispomos de nenhum plano de incentivos baseado em ações para funcionários.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

ACIONISTA MAJORITÁRIO

Desde 1954, o Estado do Paraná possui a maioria das nossas ações ordinárias e exerce o controle da Copel. Em 31 de dezembro de 2021, o Estado do Paraná detinha diretamente 69,66% das ações ordinárias. O Estado do Paraná não tem nenhum direito de voto diferente, porém, contanto que detenha a maioria de nossas Ações Ordinárias, terá o direito de eleger a maioria de nossos conselheiros. Em 31 de dezembro de 2021, o BNDESPAR detinha diretamente 12,44% das ações ordinárias

A tabela a seguir, apresenta certas informações sobre a titularidade de nossas ações ordinárias em 31 de dezembro de 2021:

Acionista	Ações ordinárias ⁽¹⁾	
	(milhares)	(% do total)
Estado do Paraná	734.305	69,7
BNDESPAR	131.162	12,4
Eletrobras	15.308	1,5
Negociadas como ADSs	43.115	4,1
Negociadas na B3 (Brasil, Bolsa, Balcão)	126.654	12,0
B3 - Membros do Conselho de Administração e Diretores, em conjunto ⁽²⁾	17	-
Outros	3.539	0,3
Total	1.054.090	100,0

⁽¹⁾ Considera ações detidas por meio de Units ou ADS.

⁽²⁾ Em 31 de dezembro de 2021, nossos conselheiros e diretores detinham um total de 17.100 ações ordinárias.

A tabela seguinte apresenta informações relativas à propriedade de nossas ações classe B em 31 de dezembro de 2021:

Acionista	Ações Classe B	
	(milhares)	(% do total)
Estado do Paraná	115.970	6,9
BNDESPAR	524.646	31,2
Eletrobras	-	-
Negociadas como ADSs	172.460	10,3
Negociadas na B3 (Brasil, Bolsa, Balcão)	863.945	51,5
B3 - Membros do Conselho de Administração e Diretores, em conjunto	92	-
Outros	2.223	0,1
Total	1.679.336	100,0

⁽¹⁾ Considera ações detidas por meio de Units ou ADS.

⁽²⁾ Em 31 de dezembro de 2021, nossos conselheiros e diretores detinham um total de 91.500 ações preferenciais Classe B.

Em 31 de março de 2022, 1,82% das Ações Ordinárias, 19,62% das Ações Classe B e 1,29% das Units eram detidas por residentes nos Estados Unidos registrados na B3 e as Units ADSs listadas na NYSE representavam 15,67% de todas as Units em circulação. Nosso capital social total permaneceu inalterado ao longo do último exercício social. Com a nossa migração para o Nível 2 dos Padrões de Governança da B3, em dezembro de 2021, foi concedido ao titular de Ações Preferenciais direitos de voto restritos em relação a determinados assuntos. A partir de hoje, cada Unit confere ao seu titular direitos iguais às 1 Ação Ordinária e 4 Ações Preferenciais Classe B, conforme segue: (i) cada Ação Ordinária tem um direito a voto em qualquer assembleia de acionistas (1 Unit = 1 voto); e (ii) cada Ação Classe B tem direito de voto restrito em relação a

certas questões fundamentais quando discutidas em assembleia geral, conforme detalhado no “Item 10. Informações Adicionais. Memorando e artigos de associação. Direito a voto”.

Programa de Units

Em 23 de abril de 2021, o Conselho de Administração aprovou a conversão de ações e a formação de certificados de depósito de ações (“UNITs”) no âmbito do 1º Programa de Conversão de Ações e Formação de Certificados de Depósito de Ações (“1º Programa de UNITs” ou “Programa”). Durante o período de solicitação, os acionistas não controladores solicitaram (i) a conversão de 362.580.947 ações ordinárias em ações preferenciais classe “B”, a conversão de 139.520 ações preferenciais classe “A” em ações preferenciais classe “B”, a conversão total de 82.330.391 ações preferenciais classe “B” em ações ordinárias; e (ii) a formação de 248.134.108 UNITs, na central depositária de ativos. Além disso, o Estado do Paraná, como acionista controlador, após o prazo requerido, exigiu (i) a conversão de 115.969.784 ações ordinárias em ações preferenciais classe “B”; e (ii) a formação de 28.992.446 UNITs, no ambiente escritural. Consequentemente, após as conversões, o Estado mantém sua participação de 31,1% no capital total da Companhia, sendo 5,3% em UNITs. Dessa forma, o Conselho de Administração aprovou (i) a ratificação do capital social, integralmente subscrito e integralizado, no valor de R\$ 10.800.000.000,00, que, após a conversão de ações, passará a ser representado por 2.736.553.750 ações, sem valor nominal, sendo 1.054.090.460 ações ordinárias, 3.128.000 ações preferenciais classe “A” e 1.679.335.290 ações preferenciais classe “B”; e (ii) a formação total de 277.126.554 UNITs.

Nos Estados Unidos, nossas Ações UNITs na forma de ADSs, cada uma representando quatro ações Classe B mais uma ação ordinária, emitidas pelo Depositário de acordo com o Contrato de Depósito entre a Copel, o Depositário e os titulares registrados e beneficiários efetivos de tempos em tempos ao tempo das ADSs. As ADSs são negociadas na NYSE sob o símbolo “ELP”. Em 2021 a Latibex também passou a negociar as UNITs, sob o símbolo “XCOPU”.

A tabela a seguir apresenta algumas informações sobre a titularidade de nossas Ações UNITs em 31 de dezembro de 2021:

Acionista	UNITs (thousands)
Estado do Paraná.....	28.992
BNDESPAR.....	131.162
Eletrobras.....	-
Negociada como ADSs.....	43.344
Negociada na B3 (Brasil, Bolsa, Balcão).....	32.587
Outros.....	-
B3- Membros do Conselho de Administração e Diretores, em conjunto	17
Total	235.874

⁽¹⁾ Em 31 de dezembro de 2021, nossos conselheiros e diretores detinham um total de 17.100 Units.

Desde que as Ofertas de Conversão foram consumadas em 23 de abril de 2021, apenas Units ADS estão sendo negociadas na NYSE, enquanto todas as ADSs Classe B não são mais negociadas;

Desdobramento de ações

Em 11 de março de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Copel aprovaram o desdobramento de nossas ações, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, na proporção de uma ação para dez ações, de modo que para cada ação de emissão da Companhia, seriam creditadas nove novas ações da mesma classe e espécie (o "Desdobramento de Ações"). As ações foram negociadas ex-Desdobramento de Ações a partir de 12 de março de 2021 (inclusive), e as ações resultantes do Desdobramento foram creditadas

aos acionistas em 16 de março de 2021. Considerando que o Desdobramento de Ações foi realizado de forma que cada ação que emitimos foi desdobrada em dez ações da mesma espécie e classe, não houve sobras resultantes de frações de ações.

O Desdobramento de Ações não afetou nosso capital social, que permaneceu em R\$ 10.800.000.000,00 em 12 de março de 2021, nem impactou quaisquer direitos dos titulares de ações da Copel. Após o Desdobramento, nosso capital social passou a ser representado por 2.736.553.750 ações sem valor nominal, sendo 1.450.310.800 ações ordinárias e 1.286.242.950 ações preferenciais e, destas, 3.267.520 ações classe A e 1.282.975.430 ações classe B. Nossa administração tomou as medidas necessárias para implementar o Desdobramento de Ações dos ADRs.

..

TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Realizamos transações, incluindo a venda de energia elétrica e encargos de uso do sistema de transmissão com nossos principais acionistas e com nossas coligadas. As tarifas que cobramos sobre a energia elétrica vendida a nossas partes relacionadas são aprovadas pela ANEEL, e os montantes não são significativos. Também fornecemos garantias no contexto de operações de financiamento e contratos de compra de energia firmados por nossas subsidiárias no curso normal dos negócios. Para mais informações, consulte a nota 37 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com Acionistas

Segue abaixo um resumo das transações mais significativas com nossos principais acionistas:

Governo do Estado do Paraná

Em 10 de agosto de 2021, o Estado do Paraná liquidou integralmente o saldo devedor, atualizado pro rata die, da Conta CRC referente ao Contrato CRC no valor de R\$ 1.431,2 milhões.

Para informações adicionais, consulte a Nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

BNDES e BNDESPAR

O BNDESPAR é uma subsidiária integral do BNDES, detém 12,4% de nossas ações ordinárias. O BNDES concedeu empréstimos à Copel para financiar a construção das instalações de geração e transmissão e tanto o BNDES quanto o BNDESPAR adquiriram debêntures emitidas pela Compagas e todas as debêntures emitidas pela Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurús IV e Parque Eólico Ventos de Santo Uriel, que são nossas subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos um total de R\$ 2.447,6 milhões em dívidas em aberto com o BNDES e a BNDESPAR sob essas operações de financiamento. Para obter informações adicionais, consulte as Notas 22, 23 e 37 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como o “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Liquidez e Recursos de Capital”.

Transações com Coligadas

Temos contratos de serviços de operação e manutenção, contratos de conexão do sistema de transmissão e contratos de uso do sistema de transmissão com nossas Joint Ventures e, também, contratos de serviços de operação e manutenção, conexão aos contratos do sistema de transmissão e contratos de compra e venda de energia firmados com nossas Afiliadas, conforme descrito na Nota 37 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Também temos valores de dividendos a receber dessas investidas, conforme apresentado na mesma nota.

Transações com outras partes relacionadas

Fundação Copel

A Fundação Copel é um fundo de pensão fechado patrocinado pela Copel, Compagas e outras entidades que administra e opera planos de benefícios, previdência e assistência social. Em 2021, a Copel efetuou pagamentos à Fundação Copel referentes a aluguéis e despesas com planos de previdência e previdência. Para obter mais informações, consulte as notas 24 e 37 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com a equipe de Administração-chave

As taxas e encargos previdenciários e as despesas com planos de pensão e saúde com a Administração estão apresentados nas Notas 33.2 e 24.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Item 8. Informações Financeiras

Vide páginas F-1 a F-141.

A. Informação Financeira Consolidada

Vide “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Visão Geral” e “Item 18. Demonstrações Financeiras”.

AÇÕES JUDICIAIS

Estamos atualmente sujeitos a diversos processos de natureza civil, administrativa, trabalhista e tributária. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado; é provável (ou seja, mais provável do que improvável) que uma saída de recursos que incorporem benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação; e uma estimativa confiável pode ser feita do montante para liquidar a obrigação. Em 31 de dezembro de 2021, nossas provisões para esses riscos eram de R\$ 1.597,4 milhões. No entanto, é possível que alguns montantes efetivamente pagos sejam diferentes das estimativas feitas no reconhecimento dessas provisões devido a determinações de julgamentos finais e/ou liquidações da causa.

Em 31 de dezembro de 2021, estimamos que o valor total de ações contra nós, excluindo disputas envolvendo ações não monetárias ou ações que não podem ser avaliadas na sua fase atual, para os quais nenhuma provisão foi feita, era de aproximadamente R\$ 5.447,5 milhões, dos quais R\$ 275,2 milhões correspondem a reclamações trabalhistas; R\$ 3,5 milhões para benefícios a empregados; R\$ 1.400,5 milhões para reclamações regulatórias; R\$ 3.237,3 milhões com ações cíveis; e R\$ 561,0 milhões em reclamações tributárias. Para obter mais informações, consulte a Nota 30 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Ações Relativas a Impostos e Contribuições Sociais

No segundo semestre de 2010, duas ações judiciais foram julgadas pelo Tribunal Regional Federal em favor do governo federal, revertendo julgamento anterior que reconhecia a imunidade da Copel ao pagamento de COFINS. Como resultado desse julgamento, a Receita Federal lavrou auto de infração exigindo o pagamento de COFINS relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996. Em 31 de dezembro de 2021, havíamos provisionado R\$ 110,1 milhões para cobrir perdas prováveis relativas a essas ações.

Além disso, somos parte em processos administrativos e judiciais em que questionamos exigências das autoridades da Previdência Social brasileira para pagar contribuições de segurança adicionais para o período entre 2000 e 2006. Nesses processos, estimamos o valor de nossa perda esperada em R\$ 29,8 milhões.

Ações Trabalhistas

Somos réus em várias ações trabalhistas impetradas por empregados atuais ou ex-empregados da Copel, relativas a horas extras, condições perigosas de trabalho, transferências e outras questões. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos uma provisão de R\$ 569,8 milhões para cobrir perdas prováveis relativas a essas ações.

Ações Regulatórias

Estamos questionando certas medidas regulatórias e legais relativas às alegações da ANEEL de que violamos os padrões regulatórios. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos uma provisão de R\$ 103,1 milhões para cobrir perdas prováveis relativa a essas ações.

Outras Ações

Somos parte em várias ações judiciais relativas a acidentes envolvendo equipamentos usados em nossas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, acidentes com veículos (para mais informações, vide a Nota 30.1 das demonstrações financeiras consolidadas auditadas). Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos uma provisão de R\$ 433,4 milhões para cobrir perdas prováveis relativas a essas ações.

Também somos parte em várias ações impetradas por proprietários de terras cujas propriedades foram afetadas por nossas linhas de transmissão e distribuição. Em 31 de dezembro de 2021, tínhamos uma provisão de R\$ 263,1 milhões para cobrir perdas prováveis relativa a essas ações.

PAGAMENTO DE DIVIDENDOS

De acordo com o nosso Estatuto Social e a Lei das Sociedades Anônimas, pagamos regularmente dividendos anuais para cada exercício fiscal dentro de 60 dias depois de sua declaração na Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas. Na medida em que haja valores disponíveis para distribuição, somos obrigados a distribuir como dividendos obrigatórios um valor agregado igual a pelo menos 25,0% do lucro líquido ajustado. Os dividendos são alocados de acordo com a fórmula descrita em “Prioridade de Dividendos das Ações Classe A e Ações Classe B” abaixo. Pela Lei das Sociedades Anônimas brasileira, não podemos suspender o dividendo obrigatório devido com relação às Ações Ordinárias, às Ações Classe A e às Ações Classe B em qualquer exercício. A legislação societária brasileira permite, porém, que uma companhia suspenda o pagamento de todos os dividendos se o Conselho de Administração, com a aprovação do Conselho Fiscal, informar à Assembleia Geral dos Acionistas que a distribuição seria prejudicial à situação financeira da Companhia. Nesse caso, as companhias com ações negociadas em bolsa devem apresentar um relatório à CVM contendo as razões para a suspensão do pagamento de dividendos. Apesar do exposto acima, a Lei das Sociedades Anônimas e nosso Estatuto Social preveem que as Ações Classe A e as Ações Classe B adquirirão direito de voto se suspendermos o pagamento do dividendo obrigatório por mais de três anos consecutivos e que esse direito de voto persistirá até que todos os pagamentos de dividendos, incluindo pagamentos vencidos, tenham sido feitos. Não estamos sujeitos a nenhuma limitação contratual à nossa capacidade de pagar dividendos.

De acordo com nossa política de dividendos, podemos distribuir dividendos regulares anuais superiores ao mínimo obrigatório de 25%, seguindo certas diretrizes relacionadas ao nosso Índice de Alavancagem Financeira, definido como a relação entre dívida líquida e juros, impostos, depreciação e amortização:

- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira for inferior a 1,5x, devemos distribuir 65% de nosso lucro líquido ajustado.
- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira estiver entre 1,5x e 2,7x, devemos distribuir 50% de nosso lucro líquido ajustado.
- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira for superior a 2,7x, devemos distribuir o mínimo obrigatório de 25% de nosso lucro líquido ajustado.

Qualquer distribuição de dividendos acima do valor mínimo de 25% de nosso lucro líquido ajustado é restrita ao Fluxo de Caixa Disponível do mesmo ano, definido como o fluxo de caixa operacional menos o fluxo de caixa líquido usado para investimento.

Cálculo do Lucro Líquido Ajustado

Dividendos anuais são descontados de nosso lucro líquido ajustado para o exercício fiscal correspondente. A Lei das Sociedades Anônimas brasileira define “lucro líquido” para qualquer exercício fiscal como o resultado de tal exercício depois da dedução do imposto de renda e das contribuições sociais de tal exercício e depois da dedução de eventuais montantes alocados à participação dos empregados e dos diretores no resultado de tal exercício. O “lucro líquido” para um dado exercício fiscal está sujeito a ajuste pela adição ou subtração de montantes alocados à reserva legal e a outras reservas, resultando no que chamamos de lucro líquido ajustado.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas do Brasil, devemos manter uma reserva legal, à qual devemos alocar um mínimo de 5% do nosso lucro líquido de cada exercício fiscal até que tal reserva alcance um montante igual a 20,0% de nosso capital acionário (calculado de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas do Brasil). Não somos obrigados, entretanto, a alocar quaisquer montantes à nossa reserva legal em exercícios fiscais em que a reserva legal, quando somada às nossas outras reservas de capital estabelecidas, exceder 30,0% de nosso capital total. Os montantes a serem alocados a tal reserva devem ser aprovados por nossos acionistas em assembleia e podem ser usados apenas para o aumento do capital social ou para a compensação de prejuízos.

Em 31 de dezembro de 2021, nossa reserva legal era de R\$ 1.457,1 milhões, ou aproximadamente 13,5% de nosso capital social naquela data.

Além da dedução de importâncias para a reserva legal, pela Lei das S.A. o lucro líquido pode também ser ajustado mediante dedução de importâncias alocadas a:

- a reserva de contingências: sob a Lei das S.A., nossa assembleia de acionistas, mediante proposta justificada de nosso Conselho de Administração ou de nossa Diretoria, pode decidir alocar um percentual de nosso lucro líquido a uma reserva de contingências para perdas previstas e consideradas prováveis em exercícios futuros, cujo valor pode ser estimado;
- a reserva de incentivos fiscais: sob a Lei das S.A., nossa assembleia de acionistas, mediante proposta justificada de nosso Conselho de Administração ou de nossa Diretoria, pode decidir alocar um percentual de nosso lucro líquido resultante de doações ou subsídios governamentais para fins de investimento.

Por outro lado, o lucro líquido também pode ser aumentado:

- pela reversão de montantes anteriormente alocados a uma reserva de contingências no exercício fiscal em que a perda prevista não ocorre como estimado ou em que a perda prevista ocorre mas é inferior à contingência alocada; e
- por quaisquer montantes incluídos na reserva de lucros não realizados que foram realizados no exercício fiscal em questão e que não foram usados para compensar perdas, conforme aprovado por nossa assembleia de acionistas, mediante proposta de nosso Conselho de Administração ou de nossa Diretoria.

Além disso, nossos lucros líquidos também são ajustados adicionando-se a realização de valores registrados em “Ajustes de avaliação patrimonial”. A conta “Ajustes de Avaliação Patrimonial” foi criada como resultado da adoção inicial do IFRS pela Copel em 2010, que causou uma reavaliação do valor justo de certos ativos fixos e a adoção do valor justo como seu “custo considerado” naquele momento. O aumento do custo atribuído dos ativos fixos leva a um aumento dos custos de depreciação. Dessa forma, nossa administração decidiu agregar ao lucro líquido ajustado a realização dos “Ajustes de Avaliação Patrimonial” para compensar os efeitos do aumento dos custos de depreciação. Este procedimento está autorizado pelo ICPC 10 (Interpretação do Comitê de Pronunciamento Contábil). Em 2021, nosso lucro líquido ajustado usado para calcular nossos dividendos foi aumentado em R\$ 46,6 milhões como resultado da referida realização.

Os montantes disponíveis para distribuição são determinados com base em demonstrações financeiras legais preparadas utilizando-se o método exigido pela Lei das S.A. brasileira, que difere de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste Relatório.

Prioridade de Dividendos das Ações Classe A e Classe B

De acordo com o nosso Estatuto, as ações classe A e classe B fazem jus a dividendos anuais mínimos não cumulativos pelo menos 10% maiores que os dividendos por ação pagos aos titulares de ações ordinárias. As ações classe A têm prioridade para recebimento de dividendos sobre as ações classe B, e as ações classe B têm prioridade sobre as ações ordinárias. Na medida em que os dividendos sejam pagos, devem ser pagos na seguinte ordem:

- primeiro, os titulares de ações classe A têm direito de receber dividendos mínimos iguais a 10% do capital acionário total representado pelas ações classe A existentes ao final do exercício fiscal em relação ao qual os dividendos estão sendo declarados;
- segundo, na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos após todos os montantes alocados às ações classe A terem sido pagos, os titulares de ações classe B têm direito de receber dividendos mínimos por ação iguais (i) ao dividendo obrigatório dividido pelo (ii) número total de ações classe B existente ao final do exercício fiscal em relação ao qual os dividendos estão sendo declarados; e
- terceiro, na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos após todos os montantes alocados às ações classe A e às ações classe B terem sido pagos, os titulares de ações ordinárias têm direito de receber uma importância por ação igual (i) à distribuição obrigatória dividida pelo (ii) número total de ações ordinárias existente ao final do exercício em relação ao

qual os dividendos tenham sido declarados, desde que os titulares de ações classe A e classe B recebam dividendos pelo menos 10% maiores que os dividendos por ação pagos aos titulares de ações ordinárias.

Na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos depois de todos os montantes descritos nos itens precedentes e na forma neles descrita terem sido pagos, tais montantes adicionais deverão ser divididos igualmente entre todos os nossos acionistas.

Pagamento de Dividendos

Somos obrigados a realizar uma assembleia geral ordinária de acionistas até 30 de abril de cada ano, na qual, entre outras matérias, dividendos anuais podem ser declarados por decisão dos acionistas com base em recomendação da Diretoria, aprovada pelo Conselho de Administração. O pagamento de dividendos anuais é baseado nas demonstrações financeiras preparadas para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro. Pela Lei das S.A. brasileira, devemos pagar dividendos aos acionistas registrados dentro de 60 dias após a data da assembleia de acionistas que declarou os dividendos. Uma resolução dos acionistas pode estabelecer outra data de pagamento, que deve ocorrer antes do fim do ano fiscal em que os dividendos foram declarados. Não somos obrigados a ajustar o montante do capital integralizado pela inflação para o período que vai do final do ano fiscal até a data da declaração ou ajustar o montante dos dividendos pela inflação para o período que vai do final do ano fiscal pertinente até a data de pagamento. Em consequência, o montante dos dividendos pagos aos titulares de ações classe B podem ser substancialmente reduzidos devido à inflação.

De acordo com nosso Estatuto, nossa administração pode declarar dividendos intermediários a serem pagos dos lucros em nossas demonstrações financeiras semestrais aprovadas por nossos acionistas. Qualquer pagamento de dividendos intermediários é descontado do dividendo obrigatório relativo ao exercício em que os dividendos intermediários foram pagos. De acordo com a Lei das S.A. brasileira, podemos pagar juros sobre o capital em vez de dividendos como forma alternativa de efetuar distribuições a acionistas. Podemos tratar um pagamento de juros sobre o capital como despesa dedutível para fins tributários, desde que não exceda o menor entre:

- o produto da (i) taxa de juros de longo prazo (a “TJLP”) com (ii) o patrimônio líquido total (determinado de acordo com a Lei das S.A.) menos certas deduções prescritas pela Lei das S.A.; e
- o maior de (i) 50,0% do lucro líquido corrente (depois da dedução da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL e antes de serem consideradas tais distribuições e quaisquer deduções de imposto de renda corporativo) para o ano em relação ao qual o pagamento é feito ou (ii) 50,0% dos lucros retidos e das reservas de lucros para o ano anterior ao ano em relação ao qual o pagamento é feito.

Para poder receber montantes remetidos em moeda estrangeira para fora do Brasil, os acionistas que não sejam residentes no Brasil devem registrar-se no Banco Central a fim de receber dividendos, produtos de vendas ou outras importâncias relativas a suas ações. As Units objeto das ADSs são mantidas no Brasil pelo Custodiante, como agente do Depositário, que é o proprietário registrado de nossas ações.

Pagamentos de dividendos em dinheiro e distribuições, se houver, serão efetuados em moeda brasileira ao Custodiante em nome do Depositário, o qual então converterá tais valores em dólares americanos e fará com que esses dólares sejam entregues ao Depositário para distribuição aos titulares de ADSs. No caso de não ser possível ao Custodiante converter imediatamente a importância em moeda brasileira recebida como dividendos em dólares americanos, o montante de dólares americanos devido aos titulares de ADSs pode ser adversamente afetado por desvalorizações da moeda brasileira que ocorram antes de tais dividendos serem convertidos e remetidos. Caso o titular de uma ADS deixe de recolher os dividendos do Custodiante no prazo de 3 (três) anos, contados a partir da data em que o dividendo tiver sido colocado à disposição, a legislação societária brasileira determina que tais dividendos podem ser devolvidos a nós. Neste caso, o titular de ADS perderá o direito de receber os dividendos.

A tabela abaixo apresenta as distribuições em espécie que pagamos/pagaremos como dividendos e juros sobre o capital próprio nos períodos indicados.

Ano	Pagamento	Distribuição (milhares de R\$)	Pagamento por ação (R\$)			
			Ordinária	Preferencial A	Preferencial B	UNIT
2014	Jun 2015	622.523	0,21723600	0,25250700	0,23900000	-
2015	Jun 2016	326.795	0,11371600	0,25250700	0,12547300	-
2016	Jun 2017	282.947	0,09853900	0,28905000	0,10841000	-
2016	Dez 2017	223.266	0,07792700	-	0,08593200	-
2017	Ago 2018	266.000	0,09262400	0,28905000	0,10188700	-
2017	Ago 2018	23.401	0,00817700	-	0,00899600	-
2018	Jun 2019	280.000	0,09751500	0,28905000	0,10727000	-
2018	Jun 2019	98.542	0,03443500	-	0,03788100	-
2019	Jun 2020	321.500	0,11211739	0,19732848	0,12334596	-
2019	Set 2020	321.500	0,11211739	0,19732848	0,12334596	-
2020	Set 2020	781	-	0,23912059	-	-
2020	Ago 2021	807.500	0,28183240	0,31001564	0,31001564	-
2020	Ago 2021	210.276	0,07231977	0,14384143	0,07955175	0,39052677
Reserva de lucros (*)	Abr 2021	1.250.000	0,43627306	0,47990038	0,47990038	-
Reserva de lucros (*)	Ago 2021	123.257	0,04301883	0,04732072	0,04732072	-
Reserva de lucros (*)	Ago 2021	134.192	0,04683557	0,05151910	0,05151910	-
2021 (**)	Nov 2021	1.197.002	0,08249641	0,09074606	0,09074606	0,44548065
2021 (**)	Nov 2021	239.636	0,41207756	0,45328533	0,45328533	2,22521888
Reserva de lucros (***)	Até 31/7/22	283.173	0,09748467	0,10723314	0,10723314	0,52641723
2021 (***)	Até 31/7/22	1.368.675	0,47117031	0,51829476	0,51829476	2,54435609

A tabela abaixo apresenta as distribuições em dinheiro como dividendos e juros sobre capital próprio, convertidos em US\$ com base na taxa de câmbio no final do ano, para os períodos indicados.

Ano	Pagamento	Distribuição (milhares de R\$)	Pagamento por ação (R\$)			UNIT
			Ordinária	Preferencial A	Preferencial B	
2014	Jun 2015	234.366	0,08178450	0,09506325	0,08997816	
2015	Jun 2016	83.691	0,02912211	0,06466580	0,03213302	
2016	Jun 2017	86.818	0,03023503	0,08869013	0,03326378	
2016	Dez 2017	68.505	0,02391059	-	0,02636679	
2017	Ago 2018	81.618	0,02800000	0,08737908	0,03080018	
2017	Ago 2018	7.074	0,00247189	-	0,00271947	
2018	Jun 2019	72.262	0,02516646	0,07459740	0,02768401	
2018	Jun 2019	25.431	0,00888691	-	0,00977625	
2019	Jun 2020	79.763	0,02781586	0,04895638	0,03060162	
2019	Set 2020	79.763	0,02781586	0,04895638	0,03060162	
2020	Set 2020	150	-	0,04601393	-	
2020	Ago 2021	155.387	0,05423296	0,05965625	0,05965625	
2020	Ago 2021	40.463	0,01391648	0,02767938	0,01530813	
Reserva de lucros (*)	Abr 2021	219.402	0,07657541	0,08423295	0,08423295	

Reserva de lucros (*)	Ago 2021	21.634	0,00755074	0,00830582	0,00830582
Reserva de lucros (*)	Ago 2021	23.554	0,00822066	0,00904272	0,00904272
2021 (**)	Nov 2021	220.061	0,01516645	0,01668310	0,01668310
2021 (**)	Nov 2021	44.056	0,07575791	0,08333370	0,08333370
Reserva de lucros	Até 31/7/22	50.743	0,01746881	0,01921569	0,01921569
2021 (***)	Até 31/7/22	245.260	0,08443156	0,09287604	0,09287604

(*) US\$ baseado na taxa de câmbio de 31/3/2021
(**) US\$ baseado na taxa de câmbio de 30/9/2021
(***) US\$ baseado na taxa de câmbio de 31/12/2021

Item 9. Oferta e Listagem

O principal mercado de negócios para as nossas ações (incluindo ações classe B, ações ordinárias e Units) é a B3 (Brasil, Bolsa, Balcão). Nossas ações ordinárias são negociadas na B3 sob a denominação “CPLE3”, nossas ações Classe B são negociadas sob a denominação “CPLE6” e nossas ações UNIT, cada uma representando quatro ações Classe B mais uma ação ordinária, negociadas sob o símbolo “CPLE11”. Em 31 de março de 2022, na B3, aproximadamente 188.638 acionistas detinham ações CPLE6, 65.854 detinham CPLE3 e 11.436 detinham Units.

Nos Estados Unidos, nossas UNITs são negociadas na forma de ADSs, emitidas pelo Depositário de acordo com o Contrato de Depósito entre a Copel, o Depositário e os titulares registrados e usufrutuários ocasionais de ADSs. As ADSs são negociadas na NYSE sob o símbolo “ELP”.

Em 19 de junho de 2002, nossas ações passaram a ser listadas no Latibex, um mercado europeu para títulos latino-americanos. Em 2021 a Latibex também passou a negociar as UNITs, sob o símbolo “XCOPU”. As ações são negociadas sob os símbolos “XCOP”, XCOPO e XCOPU

Item 10. Informações Adicionais

ESTATUTO SOCIAL

Organização

Somos uma companhia de capital aberto devidamente registrada na CVM sob o nº. 1431-1. De acordo com o artigo 4º de nosso Estatuto, estamos autorizados a buscar, diretamente ou através de consórcios em ou parceria com empresas privadas, os seguintes objetivos e propósitos:

- pesquisar e estudar, técnica e economicamente, todas as fontes de energia, fornecendo soluções para o desenvolvimento sustentável;
- pesquisar, estudar, planejar, construir e desenvolver a produção, transformação, transporte, armazenamento, distribuição e comercialização de energia em qualquer de suas formas, principalmente de energia elétrica, assim como combustíveis e matérias primas energéticas;
- estudar, planejar, projetar, construir e operar barragens e seus reservatórios, bem como outros empreendimentos para o aproveitamento múltiplo de recursos hídricos;
- prestar serviços em negócios de energia, de infraestrutura energética, informações e assistência técnica, quanto ao uso racional da energia, à iniciativas empresariais que visem à implantação e desenvolvimento de atividades econômicas de interesse para o desenvolvimento do Estado do Paraná, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração; e
- desenvolver atividades na área de geração de energia, transmissão de informações eletrônicas, comunicações e controles eletrônicos, de telefonia celular, e outras atividades de interesse para a Copel e para o Estado do Paraná, ficando autorizada para estes fins, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração, e para os fins previstos nos segundo e terceiro subitens acima, aderir preferencialmente a participações majoritárias ou controle acionário, de consórcios ou companhias com empresas privadas e fundos de pensão e outros entes privados, em licitações de novas concessões e/ou em sociedades de propósito específico já constituídas para a exploração de concessões já existentes, que tenham sido consideradas, além das características gerais dos projetos, os respectivos impactos sociais e ambientais.

Exceto como descrito nesta seção, nosso Estatuto não contém disposições relativas aos deveres, poderes e responsabilidades dos conselheiros e da direção, os quais são estabelecidos pela Lei das Sociedades Anônimas do Brasil.

Qualificação dos Conselheiros

Os conselheiros indicados devem cumprir os requisitos legais estabelecidos na Lei Federal nº 13.303/2016, particularmente as menções em seu artigo 17 e na Lei Federal nº 6.404/1976. Além disso, de acordo com a Lei Federal nº 13.303/2016 e com nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração incluirá obrigatoriamente, no mínimo, (i) três membros independentes ou não menos que 25% dos membros de nosso Conselho de Administração, (ii) três a cinco membros que atendam aos requisitos para membros do Conselho Fiscal, (iii) dois membros indicados por acionistas minoritários que detiveram ações com direito a voto, caso não elegessem número superior por meio de voto múltiplo, (iv) um membro indicado pelos acionistas titulares de ações preferenciais, representando, no mínimo, 10% do capital social total da Copel, e (v) um membro indicado pelo funcionários. Dentre os membros descritos no item (ii) acima, pelo menos um deverá ter, obrigatoriamente, reconhecida experiência profissional em matéria de contabilidade societária para fazer parte do Conselho Fiscal.

Limitações aos Poderes de Conselheiros e Diretores

Pela Lei das S.A., se um conselheiro ou diretor tiver um conflito de interesses com a companhia em relação a qualquer transação proposta, esse conselheiro ou diretor não pode votar em qualquer decisão do Conselho de Administração ou da Diretoria relativa a essa transação e deve revelar a natureza e a dimensão do

interesse em conflito para que sejam transcritas na ata da reunião. Conselheiros e diretores não podem fazer nenhum negócio com uma empresa, incluindo a aceitação de empréstimos, exceto sob termos e condições razoáveis e justos para a Companhia e que sejam idênticos aos termos e condições prevalecentes no mercado ou oferecidos por terceiros. De acordo com nosso Estatuto, os acionistas determinam a remuneração agregada a ser paga aos conselheiros e aos diretores.

Para maiores informações, ver o “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados”. Nosso Estatuto não fixa nenhum limite de idade para aposentadoria compulsória.

Conselho de Administração e Diretoria

De acordo com nosso estatuto social, somos administrados por um Conselho de Administração composto por nove membros e uma Diretoria Executiva composta por seis a sete membros. Nosso Conselho de Administração se reúne ordinariamente uma vez por mês e é responsável, entre outras coisas, por: (i) estabelecer nossa estratégia corporativa; (ii) definir a orientação geral de nossos negócios; (iii) definir as responsabilidades dos membros de nossa Diretoria Executiva; e (iv) eleger os membros de nossa Diretoria. Nossa Diretoria Executiva se reúne a cada duas semanas e é responsável pela gestão diária da Companhia. Cada Diretor Executivo também tem responsabilidades individuais estabelecidas por nosso estatuto.

Os membros de nosso Conselho de Administração, de nossa Diretoria, de nosso Conselho Fiscal e de nossos comitês estatutários serão responsáveis por quaisquer perdas ou danos decorrentes do desempenho de suas funções, observada a legislação aplicável. Não obstante, devemos assegurar, desde que não surja conflito com os nossos próprios interesses, assistência jurídica aos membros ou ex-membros de órgãos estatutários em processos judiciais e administrativos instaurados por terceiros, durante ou após a sua gestão, para o desempenho das funções de seus cargos, de acordo com os termos e disposições de nosso Estatuto Social.

Para mais informações, veja os Itens 6 - “Conselheiros, Diretores e Empregados - Conselho de Administração” e “Conselheiros, Diretores e Empregados - Diretoria”.

Assembleias Gerais de Acionistas

A convocação de assembleias gerais de acionistas é feita mediante publicação de edital em jornal, conforme determinado pela Assembleia Geral de Acionistas anterior. Geralmente, publicamos esse edital no *Diário Oficial do Estado – PR* e na *Folha de Londrina*. De acordo com a Lei das S.A. brasileira, as publicações devem ser feitas em um jornal de grande circulação localizado na mesma cidade que nossa sede. O edital deve ser publicado pelo menos três vezes, com início pelo menos 21 dias corridos antes da data marcada para a assembleia.

Para que uma assembleia de acionistas seja realizada na primeira convocação, os acionistas que representem pelo menos um quarto do capital votante devem estar presentes, exceto quando previsto de outra forma pela legislação brasileira. Se esse quórum não for verificado, uma segunda reunião poderá ser convocada mediante convocação pelo menos 8 dias corridos antes de tal reunião e de acordo com as mesmas regras de publicação anteriormente descritas. Os requisitos de quórum não se aplicarão a uma segunda reunião, sujeita ao quórum mínimo e requisitos de votação para determinadas questões, conforme discutido abaixo. Um acionista sem direito a voto poderá participar de uma assembleia geral de acionistas e participar da discussão de matérias submetidas à consideração.

Um acionista poderá ser representado em uma assembleia geral por um procurador constituído de acordo com a legislação brasileira aplicável há menos de um ano da data da assembleia. Tal procurador deverá ser acionista ou administrador da companhia, advogado ou instituição financeira.

Direito de Retirada

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não são resgatáveis, com a exceção de acionista dissidente, que tem, sob certas condições previstas na Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirar sua participação acionária da companhia e receber um pagamento pela parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

Este direito de retirada surge se qualquer um dos seguintes assuntos for decidido em uma assembleia de acionistas:

- criação de uma nova classe de ações preferenciais ou um aumento desproporcional em uma classe existente de ações preferenciais em relação a outras classes de ações, a menos que tal ação esteja prevista ou autorizada por nosso estatuto social, o que, nesta data, não é o caso;
- modificação da preferência, privilégio ou condições de resgate ou amortização concedidos a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou a criação de uma nova classe de ações preferenciais com privilégios superiores às classes de ações preferenciais existentes;
- redução do dividendo obrigatório;
- consolidação ou fusão em outra empresa;
- participação em grupo de sociedades (grupo de sociedades), conforme definido pela legislação societária brasileira;
- a transferência de todas as ações para outra empresa ou recebimento de ações por outra empresa, de forma a tornar a empresa cujas ações foram transferidas uma subsidiária integral da outra;
- mudanças em nosso objeto social; ou
- uma cisão que resulte em (a) alteração de nosso objeto social (a menos que os ativos e passivos da empresa cindida sejam transferidos para uma empresa que tenha substancialmente o mesmo objeto social); (b) redução de qualquer dividendo obrigatório (embora, em nosso caso, nossas ações preferenciais não tenham dividendos obrigatórios); ou (c) qualquer participação em um grupo de empresas.

O direito de retirada também surge se ocorrer uma cisão ou fusão, mas a nova empresa não se registrar como sociedade anônima (e, se for o caso, não listar suas ações em bolsa de valores) dentro de 120 dias da data da assembleia geral que aprovou a cisão ou incorporação.

Direito de Ações Preferenciais

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas brasileira, cada ação preferencial de uma classe que seja admitida para negociação nas bolsas de valores brasileiras deve ter certos direitos previstos pelo estatuto da Companhia. Nosso Estatuto está em conformidade com as diretrizes da Lei das Sociedades Anônimas brasileira, da seguinte maneira: (i) nossas ações classe A terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos de 10% ao ano, *pro rata*, calculados como porcentagem do capital integralizado representado por tais ações no dia 31 de dezembro do ano fiscal precedente; (ii) nossas ações classe B terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos, *pro rata*, em montante equivalente a 25,0% de nosso lucro líquido, ajustado de acordo com o artigo 202 da Lei nº 6.404/76, calculados como proporção do capital integralizado representado por tais ações no dia 31 de dezembro do exercício fiscal precedente; (iii) os dividendos previstos no item “ii” acima para as ações classe B deverão ser pagos apenas com lucros remanescentes após o pagamento dos dividendos prioritários para as ações classe A; (iv) os dividendos a serem pagos por ação preferencial, independentemente de classe, deverão ser pelo menos 10% maiores que os dividendos pagos por ação ordinária; e (v) as ações preferenciais adquirirão direito a voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Para mais informações sobre nossa política de dividendos, consulte o “Item 8, Informações Financeiras”.

Direito a voto

Como regra geral, somente nossas Ações Ordinárias têm direito a voto e cada ação corresponde a um voto. Os titulares de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um titular de ações preferenciais adquirir direito de voto dessa maneira, tais direitos serão idênticos aos direitos de voto de um titular de Ações Ordinárias e continuarão até que o dividendo seja pago.

Além disso, de acordo com nosso estatuto, os titulares de ações preferenciais têm direito a voto em relação a assuntos específicos discutidos em assembleia geral:

- Alteração do tipo societário da Copel, bem como incorporação, fusão ou cisão.
- Acordos entre a Copel e seu acionista controlador, diretamente ou por meio de terceiro, ou entidade influenciada pelo acionista controlador, quando tais acordos serão discutidos em assembleia geral por força de lei ou de nosso estatuto social.
- Avaliação de bens para integralização de aumento de capital da Copel.
- Escolha da entidade a ser contratada para avaliação do valor econômico da Copel.
- Alteração ou revogação de artigos em nosso estatuto que alterem ou modifiquem qualquer um dos requisitos estabelecidos no item 4.1 da regulamentação do Nível 2 da B3, enquanto o contrato de participação do Nível 2 ainda estiver em vigor.
- Nomeação e destituição de membro do Conselho de Administração em eleição em separado, quando solicitado por acionistas titulares de ações preferenciais iguais a, no mínimo, 10% do total de ações da Copel.

A exclusão ou alteração de nosso estatuto social com o objetivo de suprimir o direito previsto no artigo 28, XXIX de nosso estatuto, que prevê a adoção da tarifa integral fixada pelo poder concedente, requer a aprovação da maioria das ações preferenciais. Os titulares de Units poderão exercer seus direitos de voto de acordo com suas ações subjacentes.

Direito de preferência

Nossos acionistas têm um direito geral de preferência para subscrever ações em qualquer aumento de capital na proporção de sua participação acionária, conforme previsto na Lei das Sociedades Anônimas. Um período mínimo de 30 dias após a publicação do aviso de aumento de capital é assegurado para o exercício do direito, sendo o direito é transferível. Podemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluindo o direito de preferência dos acionistas, conforme previsto na Lei das Sociedades Anônimas e em nosso estatuto social.

Liquidação

No caso de liquidação da Companhia, após todos os credores terem sido pagos, todos os acionistas participarão igual e proporcionalmente de quaisquer ativos residuais remanescentes.

Responsabilidade dos Acionistas por Novas Chamadas de Capital

Nem a Lei das Sociedades Anônimas brasileira nem o nosso Estatuto dispõem sobre chamadas de capital. A responsabilidade do acionista é limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Direitos de conversão

Nosso estatuto prevê que a única conversão permitida de ações é de ações classe A para ações classe B. Excepcionalmente, as Ações Classe B puderam ser convertidas em Ações Ordinárias e vice-versa, estritamente para a formação de Units compostas por quatro Ações Classe B e uma Ação Ordinária durante o Programa de Units da Copel estabelecido pelo Conselho de Administração. Nossas ações não são conversíveis de outra forma.

Forma e Transferência

Nossas ações são mantidas como registro contábil com um agente de transferência (“Agente de Transferência”). Para efetuar transferência de ações, o Agente de Transferência promove uma entrada no registro, com débito para a conta de ações do transferente e crédito para a conta de ações daquele para quem as ações foram transferidas.

As transferências de ações por investidor estrangeiro são feitas da mesma maneira e executadas pelo agente local do investidor em nome do investidor. Contudo, se o investimento original foi registrado no Banco Central de acordo com um mecanismo de investimentos estrangeiros regulamentado pela Resolução 4.373 de

29 de setembro de 2014, do Conselho Monetário Nacional (“Resolução 4.373”) como descrito em “Controles de Câmbio” abaixo, o investidor estrangeiro deve declarar a transferência em seu registro eletrônico. Os acionistas podem escolher, a seu arbítrio individual, manter suas ações por meio da B3. As ações são acrescentadas ao sistema da B3 por intermédio de instituições brasileiras que tenham contas de compensação na B3. O nosso registro de acionistas indica quais as ações que estão registradas no sistema da B3. Cada acionista participante deve, por sua vez, registrar-se num registro de acionistas usufrutuários mantido pela B3 e é tratado como os demais acionistas registrados.

Mudanças nos direitos dos acionistas

A Assembleia Geral de Acionistas deverá ser realizada sempre que a Companhia pretenda alterar os direitos dos titulares de nossas ações ordinárias ou preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria dos acionistas que serão afetados. Determinadas alterações relacionadas aos direitos das ações preferenciais, tais como mudanças nas preferências, vantagens ou condições de resgate ou amortização, podem resultar no exercício de direitos de retirada pelos titulares das ações afetadas.

Regulamentos e Restrições relativos a Investidores Estrangeiros

Não há restrições legais quanto à posse de ações ordinárias, ações classe A, ações classe B, Units ou ADSs por investidores estrangeiros. A capacidade de converter em moeda estrangeira pagamentos de dividendos e produtos de vendas de ações ordinárias, preferenciais ou Units, ou do exercício de direitos de preferência, e de remeter essas importâncias para fora do Brasil está sujeita a restrições sob a legislação de investimentos estrangeiros, que geralmente requer, entre outras medidas, o registro do investimento pertinente no Banco Central. Qualquer investidor estrangeiro que se registre na CVM de acordo com a Resolução nº 4.373 do CMN pode comprar e vender títulos mobiliários em bolsas de valores brasileiras sem obter um certificado de registro separado para cada transação.

O Anexo II da Resolução nº 4.373 do CMN (o “Regulamento do Anexo II”) permite que empresas brasileiras emitam *depository receipts* em mercados estrangeiros. O nosso programa de ADS está devidamente registrado no Banco Central e na CVM. O nosso Estatuto não impõe nenhuma limitação aos direitos de residentes no Brasil ou de não residentes de possuir nossas ações e de exercer os direitos inerentes a elas.

Divulgação de Participação Acionária

Segundo os regulamentos brasileiros, qualquer pessoa ou grupo de pessoas representando a mesma participação que realize negociações relevantes envolvendo ações ou valores mobiliários emitidos por empresa com ações negociadas em bolsa deve divulgar sua propriedade acionária ao diretor de relações com investidores, que, por sua vez, fornecerá tal informação à CVM e às bolsas de valores em que as ações são negociadas. Uma negociação relevante é definida como uma transação pela qual a participação direta ou indireta das pessoas mencionadas acima atinge uma participação societária correspondente a 5% ou seus múltiplos (10%, 15%, e assim por diante), de uma espécie ou classe de ações representativas do capital social da empresa. Qualquer aumento ou redução subsequente de 5%, ou seus múltiplos, na propriedade de ações de qualquer classe deve da mesma forma ser divulgado. A mesma obrigação se aplica à aquisição de quaisquer direitos sobre as ações e outros valores mobiliários mencionados na regulamentação aplicável e à execução de quaisquer instrumentos financeiros derivativos referenciados em ações. Se tal aumento resultar em mudança de controle corporativo ou estrutura administrativa, ou se o aumento impuser uma oferta pública, além de informar o diretor de relações com investidores, uma declaração contendo certas informações necessárias deve ser publicada em jornais de ampla circulação no Brasil.

Mudança de Acionista Controlador

De acordo com a constituição brasileira e nosso estatuto social, a mudança do acionista controlador, o Estado do Paraná, só é permitida com autorização legislativa. Se tal aprovação for concedida ao Estado do Paraná, e a mudança no controle sobre nós ocorrer por uma venda privada de ações detidas pelo atual acionista controlador ou venda de direitos de preferência de tal acionista controlador, tal transação estará sujeita à comprador lançar uma oferta pública para as ações detidas pelos acionistas minoritários.

Arbitragem

Conforme previsto em nosso Estatuto Social, nós, nossos acionistas, conselheiros, diretores e membros do conselho fiscal resolveremos por meio de arbitragem qualquer disputa ou conflito que possa surgir entre eles, em relação, entre outros, à aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos correspondentes das disposições de nosso Estatuto Social, da legislação aplicável em vigor, das normas aplicáveis ao mercado de capitais em geral, bem como da regulamentação do nível 2 da governança corporativa da B3 (Brasil, Bolsa, Balcão) (“Nível 2”), do contrato de participação Nível 2, e das Sanções e o Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado da B3.

CONTRATOS RELEVANTES

Para informações sobre nossos contratos relevantes, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia” e “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

CONTROLES DE CÂMBIO

A propriedade de ações classe A, ações classe B, ações ordinárias ou Units da Companhia por pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas fora do Brasil está sujeita a certas condições estabelecidas na legislação brasileira, conforme descrito abaixo.

O direito de converter pagamentos de dividendos e produtos de vendas de títulos mobiliários em moeda estrangeira e remeter tais importâncias para fora do Brasil está sujeito a restrições da legislação brasileira sobre investimentos estrangeiros, a qual geralmente requer, entre outras exigências, que os investimentos em questão tenham sido registrados no Banco Central. Essas restrições à remessa de capital estrangeiro para o exterior podem dificultar ou impedir o Itaú Unibanco S.A. (o “Custodiante”), que age como custodiante para as ações Units representadas por ADSs, ou titulares que substituam ADSs por ações Units, da conversão de dividendos, distribuições ou produtos de qualquer venda de tais Units, conforme o caso, em dólares americanos e de remeter tais dólares ao exterior. Os titulares de ADSs poderiam ser adversamente afetados por demoras ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária para as conversões de pagamentos em moeda brasileira e remessas ao exterior relativas a Units objeto das ADSs.

Conforme a Resolução nº 4.373/2014, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e efetuar quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. A definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivas, com domicílio ou sede no exterior.

Para poder investir nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, os investidores estrangeiros devem:

1. indicar pelo menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relativos a investimentos estrangeiros;
2. registrar-se como investidor estrangeiro perante a CVM, de acordo com a Resolução CVM 13/2020;
3. registrar o investimento estrangeiro perante o Banco Central; e
4. constituir no mínimo uma instituição custodiante autorizada pela CVM, desde que esta disposição não se aplique a investidores estrangeiros que sejam pessoas físicas.

Títulos mobiliários e outros ativos financeiros pertencentes a investidores estrangeiros devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Ademais, a negociação de títulos mobiliários está restrita a transações efetuadas nas bolsas de valores ou nos mercados de balcão organizados licenciados pela CVM.

O Regulamento do Anexo II prevê a emissão de *depository receipts* em mercados estrangeiros representando ações de emitentes brasileiros. Antes da emissão das ADSs, o programa de ADS havia sido aprovado pelo Banco Central e pela CVM segundo o Anexo V da Resolução CMN 2.689, que autorizava as empresas brasileiras a emitirem recibos depositários nos mercados de câmbio e ficou vigente durante o período em que as ADSs foram emitidas. Os recibos depositários atualmente são regidos pela Resolução 4.373. As receitas de vendas de ADSs por titulares de ADSs fora do Brasil estão livres dos controles brasileiros sobre investimentos estrangeiros e não estão sujeitas à tributação no Brasil. A retirada e a alienação de Units mediante cancelamento de ADS estarão sujeitas à tributação no Brasil. Para maiores informações, ver “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre a Tributação Brasileira - Tributação de Ganhos fora do Brasil”.

Um registro eletrônico foi emitido em nome do Depositário com respeito às ADSs e é mantido pelo Custodiante em nome do Depositário. Com amparo nesse registro eletrônico, o Custodiante e o Depositário podem converter dividendos e outras distribuições com respeito às Units representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter o produto para fora do Brasil. Caso um titular de ADSs substitua tais ADSs por Units, tal titular deve procurar obter seu próprio registro eletrônico no Banco Central.

De acordo com a Resolução nº 4.373/2014 do Banco Central, a retirada de Units após o cancelamento

das ADSs exige transações de câmbio simultâneas caso o investidor decida não se desfazer das Units. As transações cambiais simultâneas são exigidas para obter certificado de registro de Units perante o Banco Central. Essa transação estará sujeita a tributação no Brasil. Para maiores informações, ver “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre a Tributação Brasileira - Outros Tributos Brasileiros”.

Depois disso, o titular de Units pode não ser capaz de converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil o produto da alienação ou distribuição relativa a essas Units, a menos que esse titular obtenha seu próprio registro eletrônico. O titular que obtiver um registro eletrônico poderá estar sujeito a um tratamento fiscal brasileiro menos favorável que um titular de ADSs. Para maiores informações, ver “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre a Tributação Brasileira”.

TRIBUTAÇÃO

O resumo seguinte contém uma descrição das principais consequências em relação ao imposto de renda brasileiro e americano da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs, mas não pretende ser uma descrição abrangente de todas as considerações tributárias que podem ser relevantes a uma decisão de adquirir ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs. O resumo é baseado nas leis tributárias do Brasil e suas regulamentações e nas leis tributárias dos Estados Unidos e suas regulamentações em vigência na data deste documento, as quais estão sujeitas a alterações. Os potenciais compradores de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs devem consultar seus próprios conselheiros fiscais em relação às consequências tributárias da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs.

Embora não haja atualmente nenhum tratado sobre imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais dos dois países mantiveram discussões que podem culminar em tal tratado. Nenhuma certeza pode ser dada, no entanto, sobre se e quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os titulares americanos de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs. Os potenciais titulares de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs devem consultar seus próprios conselheiros fiscais em relação às consequências tributárias da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs sob suas circunstâncias particulares.

Considerações sobre a Tributação Brasileira

A discussão seguinte resume as principais consequências, sob a legislação fiscal brasileira, da aquisição, propriedade e alienação de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs por indivíduos, pessoas jurídicas, trustes ou organizações residentes ou domiciliados fora do Brasil para fins da tributação brasileira (“Titular Não Brasileiro”). Ela é baseada na legislação brasileira atualmente em vigor, que está sujeita a diferentes interpretações e mudanças que podem ser aplicadas retroativamente. Essa discussão não trata de todas as considerações tributárias brasileiras que podem ser aplicáveis a qualquer Titular Não Brasileiro em particular, e cada Titular Não Brasileiro deve consultar seu próprio conselheiro fiscal sobre as consequências fiscais brasileiras do investimento em ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs.

Tributação dos Dividendos

Os dividendos pagos pela Companhia em dinheiro ou em espécie em relação a lucros de períodos iniciados a partir de 1º de janeiro de 1996 (i) ao Depositário com respeito às Units representadas por ADSs ou (ii) a um Titular Não Brasileiro com respeito a ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs, geralmente são isentos de imposto de renda na fonte. Os dividendos pagos por lucros gerados antes de 1º de janeiro de 1996 podem estar sujeitos à retenção de imposto de renda brasileiro na fonte com alíquotas variáveis dependendo do ano em que os lucros foram obtidos.

Distribuições de Juros sobre o Capital

De acordo com a Lei nº 9.249 de 26 de dezembro de 1995 e posteriores alterações, as empresas brasileiras podem fazer pagamentos a acionistas caracterizados como distribuições de juros sobre o capital da companhia, como alternativa à distribuição de dividendos. A taxa de juros não pode ser maior que a TJLP, determinada periodicamente pelo Banco Central. O montante total distribuído como juros sobre o capital não pode exceder, para fins tributários, o maior de (i) 50,0% do lucro líquido (depois da contribuição social sobre os lucros e antes da provisão para imposto de renda corporativo e dos montantes atribuíveis aos acionistas como juro líquido sobre o capital) relativo ao período em relação ao qual o pagamento é efetuado e (ii) 50,0% da soma dos lucros retidos e das reservas de lucro na data de início do período em relação ao qual o pagamento é feito.

As distribuições de juros sobre o capital a Titulares Brasileiros e Não Brasileiros de ações classe B, incluindo pagamentos ao Depositário em relação às Units representadas por ADSs, são dedutíveis pela Companhia para fins do imposto de renda brasileiro para pessoas jurídicas e da contribuição social sobre lucro líquido, desde que os limites descritos acima sejam observados. Esses pagamentos aos acionistas estão sujeitos a retenção de imposto de renda brasileiro na fonte com alíquota de 15,0%, excetuando-se os pagamentos a

beneficiários situados em paraísos fiscais (isto é, um país ou local que não imponha qualquer imposto de renda, ou que imponha um imposto com alíquota máxima inferior a 20%, ou cujas leis imponham restrições à revelação de composição de propriedade acionária ou da propriedade de títulos ou do beneficiário da renda resultante de transações conduzidas e atribuíveis a um Titular Não Brasileiro – “Titular de Paraíso Fiscal”), pagamentos estes que estão sujeitos a retenção imposto de renda na fonte com alíquota de 25,0%. Uma regulamentação emitida pelo fisco brasileiro em 28 de novembro de 2014 (Portaria 488, de 2014) reduziu de 20% para 17% o limite mínimo para determinados casos específicos. O limite reduzido de 17% aplica-se apenas a países e regimes alinhados aos padrões internacionais de transparência fiscal de acordo com as regras a serem estabelecidas pelas autoridades fiscais brasileiras na Instrução Normativa 1.530 de 19 de dezembro de 2014. A lista de paraísos fiscais está atualmente fornecida em Instrução Normativa nº 1.037. Esses pagamentos podem ser incluídos, pelo seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório. Na medida em que o pagamento de juros sobre o capital próprio estiver incluído, a sociedade é obrigada a distribuir aos acionistas um montante adicional para assegurar que o montante líquido recebido por eles, após o pagamento do imposto de renda aplicável na fonte, acrescido do valor dos dividendos declarados, seja pelo menos igual ao dividendo obrigatório.

Tributação de Ganhos Fora do Brasil

De acordo com a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003 (“Lei nº 10.833/03”), os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil por Titulares Não Brasileiros, seja para outros Titulares Não Brasileiros ou para Titulares Brasileiros, estão sujeitos à tributação no Brasil. Assim, se as ações ordinárias, preferenciais ou Units forem alienadas por um Titular Não Brasileiro, como elas são definidas como ativos localizados no Brasil, tal titular estará sujeito a imposto de renda sobre os ganhos auferidos, conforme as normas descritas abaixo, seja a alienação conduzida no Brasil ou no exterior e com residente do Brasil ou não.

Uma alienação de Units pode ocorrer no exterior se o investidor decidir cancelar seu investimento em ADSs e registrar as Units subjacentes como investimento estrangeiro direto sob a Lei nº 4.131. Qualquer ganho de capital resultante da venda ou alienação de Units fora do Brasil está sujeito a imposto de renda brasileiro às alíquotas que variam de 15,0% a 22,5%, dependendo do ganho auferido, como segue: (i) 15% sobre ganhos não superiores a R\$5.000.000,00; (ii) 17,5% sobre ganhos que excedam R\$5.000.000,00 e não excedam R\$10.000.000,00; (iii) 20% sobre ganhos que excedam R\$10.000.000,00 e não excedam R\$30.000.000,00; e (iv) 22,5% sobre ganhos superiores a R\$30.000.000,00 ou, se o investidor for um Titular de Paraíso Fiscal, 25,0%, que devem ser retidos pelo comprador das Units fora do Brasil ou por seu representante no Brasil.

Quanto às ADSs, embora a matéria não esteja livre de controvérsia, os ganhos realizados por Titular Não Brasileiro na alienação de ADSs a outro Titular Não Brasileiro não deveriam ser taxados no Brasil, com base na teoria de que as ADSs não constituem ativos localizados no Brasil para fins da Lei 10.833/03. Entretanto, não podemos garantir que os tribunais brasileiros venham a adotar essa teoria. Assim, o ganho na alienação de ADSs por Titular Não Brasileiro a residente no Brasil (ou possivelmente até a um Titular Não Brasileiro caso os tribunais considerem que as ADSs constituem propriedade localizada no Brasil) pode estar sujeito a imposto de renda no Brasil.

Tributação de Ganhos no Brasil

Para fins de tributação brasileira, as normas de imposto de renda sobre ganhos relacionados à alienação de ações ordinárias, preferenciais ou Units variam conforme o domicílio do Titular Não Brasileiro, a forma pela qual tal Titular Não Brasileiro registrou seu investimento perante o Banco Central brasileiro e/ou como a alienação é efetuada, conforme descrito abaixo.

Geralmente, os ganhos são a diferença positiva entre o valor realizado na venda ou troca de um título e seu custo de aquisição. Ganhos auferidos na alienação de ações ordinárias, preferenciais ou Units realizada em bolsa de valores no Brasil (incluindo transações realizadas em mercados de balcão organizados) são:

1. isentos de imposto de renda quando auferidos por Titular Não Brasileiro registrado sob a Resolução nº4.373 do CMN (“Titular conforme a Resolução nº4.373”) e que não seja um Titular de Paraíso Fiscal;
2. sujeitos a imposto de renda com alíquota de 15,0% no caso de ganhos auferidos por Titular

Não Brasileiro que (i) não seja um Titular conforme a Resolução nº4.373 e não seja um Titular de Paraíso Fiscal, ou (ii) seja um Titular conforme a Resolução nº4.373 e seja um Titular de Paraíso Fiscal; ou

3. sujeitos a imposto de renda com alíquota de 25,0% no caso de ganhos auferidos por Titular Não Brasileiro que não seja um Titular conforme a Resolução nº4.373 e seja um Titular de Paraíso Fiscal.

Não há garantia de que o tratamento preferencial atual para Titulares conforme a Resolução nº 4.373 continuará no futuro.

Quaisquer outros ganhos auferidos na alienação de ações ordinárias, preferenciais ou Units que não sejam realizados na bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda com alíquotas que variam de 15,0% a 22,5%, exceto no caso de ganhos auferidos por Titulares de Paraíso Fiscal que estão sujeitos a alíquota de 25,0%. Caso esses ganhos estejam relacionados a transações conduzidas nos mercados de balcão não organizados brasileiros, por meio de intermediário, o imposto de renda na fonte de 0,005% sobre o valor da venda também será aplicável e poderá ser descontado do imposto de renda final devido sobre ganho de capital.

O depósito de Units em troca de ADSs pode estar sujeito à tributação do imposto de renda. Nesse caso, a diferença entre o custo de aquisição e o preço médio da Unit estaria sujeita ao imposto de renda a taxas progressivas que variam de 15,0% a 22,5% ou 25,0%, no caso de Titulares de Paraíso Fiscal. Pode haver argumentos para pleitear que essa tributação não é aplicável no caso de Titular Não Brasileiro registrado sob a Resolução nº 4.373 (exceto Titulares de Paraísos Fiscais), que não deveria estar sujeito a imposto de renda nessa transação. A retirada de Units quando do cancelamento de ADSs não está sujeita ao imposto de renda brasileiro, desde que os regulamentos sejam observados adequadamente quanto ao registro do investimento perante o Banco Central.

No caso de resgate de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs, ou de redução de capital de empresas brasileiras, com subsequente retirada das ADSs, como a nossa companhia, a diferença positiva entre o montante efetivamente recebido pelo Titular Não Brasileiro e o custo de aquisição dos títulos resgatados é tratada como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não conduzida em bolsa de valores brasileira e está então sujeita a imposto de renda com alíquotas progressivas que variam de 15,0% a 22,5% ou 25,0%, conforme o caso.

Qualquer exercício de direitos preferência relacionados às ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs não estará sujeito à tributação brasileira. Ganhos na venda ou cessão de direitos preferência estarão sujeitos ao mesmo tratamento tributário aplicável à alienação de ações ordinárias, preferenciais ou Units.

Outros Tributos Brasileiros

Não há impostos sobre herança, doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs por um Titular Não Brasileiro, exceto tributos sobre doação e herança impostos por alguns Estados do Brasil sobre doações ou heranças conferidas por pessoas ou entidades não residentes ou domiciliadas no Brasil ou no Estado em questão a pessoas ou entidades residentes ou domiciliadas em tal Estado. Não há impostos de selo, emissão, registro ou similares ou encargos devidos por titulares de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs.

Conforme o Decreto nº 6.306, de 14 de dezembro de 2007 (o “Decreto nº 6.306/07”), um imposto sobre operações de câmbio (o “IOF/Câmbio”) pode ser aplicado sobre a conversão de moeda brasileira em moeda estrangeira (para fins de pagamento de dividendos e juros, por exemplo) ou vice-versa. Atualmente, a alíquota do IOF/Câmbio para a maioria das transações de câmbio é de 0,38%, exceto: (i) transações de câmbio para a entrada de recursos relativos a investimentos em títulos de renda variável feitos por Titular Não Brasileiro no mercado financeiro e de capitais brasileiro, caso no qual a alíquota é de 0%, e (ii) pagamento de dividendos, ganhos de capital e juros sobre o patrimônio líquido relativos ao investimento mencionado no item (i) acima, caso no qual a alíquota é zero. Entretanto, o governo brasileiro pode aumentar essa alíquota a um máximo de 25,0%. Nenhum aumento será aplicado retroativamente.

Conforme o Decreto nº. 6.306/07, o imposto sobre operações com títulos (“IOF/Títulos”) pode ser

imposto a quaisquer transações envolvendo debêntures ou ações, incluindo as transações efetuadas em bolsas de valores, mercadorias e futuros brasileiras. A alíquota do IOF/Títulos aplicável a operações que envolvam ações ordinárias é atualmente zero caso o resgate, transferência ou renegociação ocorra mais de 30 dias após sua aquisição. A partir de 24 de dezembro de 2013, a alíquota do IOF/Títulos é de zero por cento sobre a cessão das ações negociadas na bolsa de valores brasileira com o objetivo específico de permitir a emissão de recibos depositários para negociação fora do Brasil. O governo brasileiro pode aumentar essa alíquota a qualquer momento até 1,5% ao dia, aplicável somente a transações futuras.

Considerações relativas ao Imposto de Renda Federal dos Estados Unidos

As afirmações relativas à legislação fiscal americana apresentadas abaixo baseiam-se nas leis americanas em vigor na data deste Relatório Anual, e mudanças na legislação posteriores à data deste Relatório Anual podem afetar as consequências fiscais aqui descritas, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo descreve as principais consequências da propriedade e alienação de ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs quanto ao imposto de renda federal americano, mas não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais nos Estados Unidos que podem ser relevantes para uma decisão de adquirir ou alienar ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs. Esse resumo se aplica apenas a adquirentes de ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs que mantenham as ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs como ativos de capital e não se aplica a casos especiais de titulares, como corretores de títulos mobiliários ou moedas, titulares cuja moeda não seja o dólar americano, titulares de 10% ou mais de nossas ações (levando-se em conta ações possuídas diretamente ou através de contratos de depósito), organizações que gozem de isenção fiscal, instituições financeiras, titulares com direito ao imposto mínimo alternativo, negociadores de títulos que escolham responder por seus investimentos em ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs numa base de marcação a mercado (*mark-to-market*), consórcios ou *pass-through entities* (empresas que repassam os impostos diretamente para as declarações dos proprietários), empresas de seguros, expatriados americanos e pessoas que detenham ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs numa operação de *hedging* ou como parte de uma operação de bolsa com opção de compra e venda (*straddle*), de uma operação de conversão ou de outra transação integrada para fins do imposto de renda federal americano. Além disso, este resumo não aborda o imposto Medicare sobre a renda líquida de investimento ou as consequências fiscais para os titulares norte-americanos que adquiram, possuam ou alienem ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs segundo qualquer imposto federal ou sobre doação, além de impostos estaduais, locais ou estrangeiros.

Cada titular deve consultar seu próprio conselheiro fiscal com relação o conjunto das consequências fiscais para ele, incluindo as consequências sob outras leis além das leis federais de imposto de renda americanas, de um investimento em ações ordinárias, preferenciais, Units ou ADSs. Nesta discussão, as referências a um “titular americano” dizem respeito ao titular usufrutuário de uma ADS ou ação classe B (i) que seja pessoa física ou residente dos Estados Unidos, (ii) que seja uma corporação, ou qualquer outra entidade tributável como corporação, organizada sob as leis dos Estados Unidos ou qualquer Estado americano, ou o Distrito de Columbia, ou (iii) que esteja de qualquer modo sujeito ao imposto de renda federal americano em base líquida com respeito a ADSs ou ações classe B. Para os fins do Código da Receita Federal americana de 1986 (o “Código”), e suas alterações posteriores, os titulares de ADSs serão tratados como titulares das Units representadas por tais ADSs.

Tributação de Distribuições

Um titular americano reconhecerá rendimentos normais de dividendos para os fins do imposto de renda federal americano numa importância igual a qualquer soma em dinheiro e ao valor de qualquer bem distribuído por nós como dividendos, na medida em que tal distribuição seja paga com base em nossos rendimentos e lucros correntes ou acumulados, como determinado para os fins do imposto de renda federal americano, quando tal distribuição for recebida pelo Custodiante ou pelo titular americano, no caso de um titular de ações ordinárias, preferenciais ou Units. Não esperamos manter os cálculos de nossos ganhos e lucros de acordo com os princípios do imposto de renda federal dos EUA. Os titulares dos EUA, portanto, devem esperar que as distribuições em geral sejam tratadas como dividendos para fins de imposto de renda federal dos EUA.

Se você for um titular norte-americano, o montante de qualquer distribuição incluirá o valor do imposto brasileiro retido sobre a importância distribuída, e o montante de uma distribuição efetuada em reais será medido

tendo como referência a taxa de câmbio para conversão de reais em dólares americanos em vigor na data em que a distribuição foi recebida pelo Custodiante (ou por um titular norte-americano no caso de um titular de Ações Ordinárias, Preferenciais ou Units). Se o custodiante (ou titular norte-americano no caso de titular de Ações Ordinárias, Preferenciais ou Units) não converter esses reais em dólares americanos na data de seu recebimento, é possível que o titular americano apure perda ou ganho em moeda estrangeira, que seria perda ou ganho ordinário, quando os reais forem convertidos em dólares americanos. Os dividendos pagos por nós não fazem jus à dedução de dividendos recebidos permitida a empresas pelo Código.

Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e objeto de *hedge*, o montante em dólares americanos de dividendos recebidos por um indivíduo em relação a ADSs estará sujeito a tributação a taxas preferenciais se os dividendos forem “dividendos qualificados”. Dividendos pagos em relação a ADSs serão tratados como dividendos qualificados se (i) as ADSs forem imediatamente negociáveis em um mercado de títulos mobiliários estabelecido nos Estados Unidos e (ii) nós não tivermos sido, no exercício anterior àquele em que o dividendo foi pago, nem no exercício em que o dividendo for pago, uma companhia de investimento estrangeiro passivo (“CIEP”). As ADSs são registradas na Bolsa de Valores de Nova Iorque e serão qualificadas como imediatamente negociáveis em um mercado de títulos mobiliários estabelecido nos Estados Unidos enquanto permanecerem registradas. Com base em nossas demonstrações financeiras auditadas e nos dados pertinentes de mercado e acionistas, acreditamos que não fomos tratados como uma CIEP para fins de imposto de renda americano em relação ao nosso exercício tributável de 2020 e 2021. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras auditadas e em nossas expectativas atuais quanto ao valor e à natureza de nossos ativos, às fontes e à natureza de nosso lucro, e nos dados pertinentes de mercado e acionistas, não esperamos nos tornar uma CIEP no exercício tributável de 2022. Com base na orientação existente, não se sabe se os dividendos recebidos em relação às Units serão tratados como dividendos qualificados, pois as próprias Units não estão registradas em bolsa de valores nos Estados Unidos. Os titulares de ADSs e Units devem consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade da alíquota reduzida sobre dividendos à luz das considerações discutidas acima e de suas circunstâncias particulares.

Sujeito a limitações e condições geralmente aplicáveis, o imposto brasileiro retido na fonte sobre dividendos com relação a Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs que é pago à alíquota apropriada aplicável ao titular norte-americano pode ser elegível para crédito contra o imposto de renda federal norte-americano desse titular norte-americano. Para exercícios fiscais iniciados após 28 de dezembro de 2021, essas limitações e condições geralmente aplicáveis incluem novos requisitos recentemente adotados pelo IRS e qualquer imposto brasileiro precisará atender a esses requisitos para ser elegível como imposto creditável para um titular norte-americano. A aplicação dessas exigências ao imposto brasileiro sobre dividendos é incerta e não determinamos se essas exigências foram atendidas. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável para um titular norte-americano ou o titular norte-americano não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos de renda estrangeiros, o titular norte-americano poderá deduzir o imposto brasileiro no cálculo do lucro tributável desse titular norte-americano para fins de imposto de renda federal dos EUA. Para os titulares norte-americanos que optarem por reivindicar créditos fiscais estrangeiros, as distribuições de dividendos constituirão receita de fontes fora dos Estados Unidos e geralmente constituirão “renda de categoria passiva” para fins de crédito fiscal estrangeiro. A disponibilidade e o cálculo de créditos e deduções de impostos estrangeiros para impostos estrangeiros envolvem a aplicação de regras complexas e também variam de acordo com as circunstâncias particulares de um titular norte-americano. Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a aplicação dessas regras às suas situações particulares.

Distribuições de ações adicionais a titulares com respeito a suas Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs que forem feitas como parte de uma distribuição *pro rata* a todos os nossos acionistas geralmente não estarão sujeitas ao imposto de renda federal americano. O titular de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs que for uma empresa estrangeira ou um indivíduo estrangeiro não residente (um “Titular Não Americano”) geralmente não estará sujeito ao imposto de renda federal americano ou a retenção de tributo em distribuições com respeito Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs que sejam tratadas como renda de dividendos para os fins do imposto de renda federal americano, a menos que tais dividendos estejam efetivamente vinculados à condução, pelo titular, de um comércio ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de Ganhos de Capital

Sobre a venda ou outra forma de alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs, um titular americano geralmente reconhecerá ganho ou perda para os fins do imposto de renda federal americano. O montante do ganho ou perda será igual à diferença entre a importância realizada em função da alienação das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs (incluindo o montante bruto do produto da alienação antes da dedução de qualquer imposto brasileiro) e a base fiscal do titular americano nas Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs. Esse ganho ou perda geralmente estará sujeito ao imposto de renda federal americano e será tratado como ganho ou perda de capital e será ganho ou perda de capital de longo prazo se a propriedade das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs tiver mais de um ano na data da alienação. O montante líquido de ganho de capital de longo prazo apurado por um titular individual geralmente está sujeito a taxas preferenciais. Perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeita a certas limitações. Ganhos realizados por um titular americano em uma venda ou alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs geralmente serão tratados como renda de uma fonte americana. Em consequência, se impostos brasileiros forem aplicados sobre esse ganho, o titular americano não poderá usar o crédito de imposto estrangeiro correspondente, a menos que o titular tenha outras rendas de fontes estrangeiras de tipo apropriado com relação às quais o crédito possa ser usado. Além disso, de acordo com as novas exigências de crédito fiscal estrangeiro recentemente adotadas pela Receita Federal, para exercícios fiscais iniciados após 28 de dezembro de 2021, é improvável que qualquer imposto brasileiro incidente sobre a venda ou outra alienação das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs ser tratado como um imposto creditável para fins de crédito de imposto estrangeiro nos EUA. Se o imposto brasileiro não for um imposto creditável para um titular norte-americano ou o titular norte-americano não optar por reivindicar um crédito fiscal estrangeiro para quaisquer impostos de renda estrangeiros, o titular norte-americano poderá deduzir o imposto brasileiro no cálculo da renda tributável desse titular norte-americano para fins de imposto de renda federal dos EUA. Os titulares norte-americanos devem consultar seus próprios consultores tributários sobre a aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro para uma venda ou outra alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs e qualquer imposto brasileiro incidente sobre tal venda ou alienação.

Um Titular não Americano não estará sujeito ao imposto de renda federal americano ou a retenção de imposto sobre ganho realizado na venda ou outra forma de alienação de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais, Units ou ADSs, a menos (i) que tal ganho esteja efetivamente vinculado à condução, pelo titular, de um comércio ou negócio nos Estados Unidos, ou (ii) que tal titular seja um indivíduo que tenha estado presente nos Estados Unidos por 183 dias ou mais no exercício fiscal da venda e que outras condições determinadas se verifiquem.

Relatório de Ativos Financeiros Estrangeiros

Certos titulares norte-americanos que possuem “ativos financeiros estrangeiros especificados” com um valor agregado superior a US\$ 50.000 no último dia do ano tributável ou US\$ 75.000 a qualquer momento durante o ano tributável geralmente são obrigados a apresentar uma declaração de informações junto com seus impostos retornos, atualmente no Formulário IRS 8938, com relação a tais ativos. “Ativos financeiros estrangeiros especificados” incluem quaisquer contas financeiras mantidas em uma instituição financeira não norte-americana, bem como títulos emitidos por um emissor não norte-americano que não sejam mantidos em contas mantidas por instituições financeiras. A subavaliação de renda atribuível a “ativos financeiros estrangeiros especificados” acima de US\$ 5.000 estende o prazo de prescrição com relação à declaração de imposto para seis anos após a apresentação da declaração. Titulares dos EUA que não relatarem as informações exigidas podem estar sujeitos a penalidades substanciais. Incentivamos os investidores em potencial a consultar seus próprios consultores tributários sobre a possível aplicação dessas regras, incluindo a aplicação das regras às suas circunstâncias particulares.

“Backup Withholding” e Fornecimento de Informações

Dividendos e produtos da venda ou outra alienação de ADSs ou Ações Ordinárias, Ações Preferenciais ou Units pagos a um titular americano geralmente podem estar sujeitos às exigências de fornecimento de informações do Código e podem estar sujeitos a *backup withholding* a menos que o titular americano (i) seja

uma companhia ou outro beneficiário isento ou (ii) forneça um número de identificação do contribuinte válido e certifique que não houve perda de isenção de *backup withholding*. A quantia de qualquer retenção sobre um pagamento a um titular americano será reconhecida como crédito contra as obrigações de imposto de renda federal americano e pode ensejar o direito à restituição, desde que certas informações sejam prestadas à Receita Federal americana.

Um Titular não Americano geralmente estará dispensado do fornecimento de informações e de *backup withholding*, mas pode ser obrigado a atender a certos procedimentos de certificação e identificação para poder estabelecer seu direito a essa dispensa em relação a pagamentos recebidos nos Estados Unidos ou por meio de certos intermediários relacionados aos Estados Unidos.

DOCUMENTOS À DISPOSIÇÃO

Arquivamos relatórios, incluindo relatórios anuais em formulário 20-F, e outras informações na SEC, conforme as normas e regulamentos da SEC que se aplicam a emitentes privados estrangeiros. Somos obrigados a realizar arquivamentos na SEC por meios eletrônicos. Qualquer arquivamento que efetuamos eletronicamente estará disponível ao público pela Internet no site da SEC em <http://www.sec.gov>.

Para obter mais informações sobre nossos valores mobiliários, consulte o Anexo 2.4 deste relatório anual.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos do Mercado

Ver Nota 36.2.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas sobre abertura do risco de mercado.

Item 12. Descrição dos Títulos Mobiliários que não Ações

Não aplicável.

Item 12A. Títulos de Dívida

Não aplicável.

Item 12B. Garantias e Direitos

Não aplicável.

Item 12C. Outros Títulos

Não aplicável.

Item 12D. *American Depositary Shares*

Nos Estados Unidos, as Units são negociadas sob a forma de ADSs, cada uma representando uma Unit, emitida pelo Bank of New York Mellon (ou o Depositário) nos termos do Acordo de Depósito. As ADSs são negociadas sob os símbolos ELP. Os titulares de ADSs devem pagar várias taxas ao Depositário, e o Depositário pode se negar a prestar qualquer serviço para o qual é cobrada taxa até que ela seja paga. O Depositário está localizado em 240 Greenwich Street, New York, NY 10286, EUA.

Os titulares de ADSs devem pagar ao Depositário: (i) uma taxa anual de até US\$ 0,02 por ADS (ou fração) pela administração do programa de ADSs, e (ii) montantes relativos a despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos titulares e ADSs, incluindo despesas resultantes da observância da legislação aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão de fax, ou conversão de moeda estrangeira em dólares americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, receber pagamento pelo envio de cobrança aos titulares ou pela dedução do encargo de um ou mais dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Os titulares de ADSs também devem pagar encargos adicionais por certos serviços prestados pelo Depositário, conforme a tabela abaixo.

Serviço do Depositário

Taxa devida pelos Titulares de ADSs

Emissão de ADSs, incluindo emissões resultantes de distribuição de ações ou direitos ou outros ativos	US\$ 5,00 ou menos por 100 ADSs (ou frações de 100)
Cancelamento de ADSs para fins de retirada, incluindo vencimento do contrato de depósito	US\$ 5,00 ou menos por 100 ADSs (ou frações de 100)
Distribuição de dividendos em dinheiro	US\$ 0,02 ou menos por ADS
Distribuição de títulos distribuídos aos titulares dos títulos depositados que são distribuídos pelo Depositário aos titulares registrados de ADSs	Taxa equivalente àquela que seria devida caso os títulos distribuídos ao titular fossem ações e essas ações fossem depositadas para emissão de ADSs
Serviços de Depositário	US\$ 0,02 (ou menos) por ADS por ano cronológico
Transferência e registro de ações no registro de ações do Depositário de e para o nome do Depositário ou de seu agente quando o titular depositar ou retirar ações	Taxas de registro ou transferência
Transmissões por cabo, telex e facsimile (quando expressamente previstas no contrato de depósito)	Às custas do Depositário
Conversão de moeda estrangeira em dólares americanos	Às custas do Depositário
Impostos e outros encargos governamentais que o Depositário ou custodiante sejam obrigados a pagar em relação a qualquer ADS ou ação subjacente (p.ex., impostos de transferência de ações, imposto do selo ou impostos retidos na fonte)	Conforme necessário
Quaisquer encargos incorridos pelo Depositário ou seus agentes pelo serviço dos títulos depositados	Conforme necessário

Pagamentos pelo Depositário

O Depositário nos paga um montante estabelecido, que inclui reembolsos de certas despesas que incorremos em relação ao programa de ADS. Essas despesas reembolsáveis incluem atualmente honorários advocatícios e contábeis, taxas de listagem, despesas de relações com investidores e honorários pagos a prestadores de serviços pela distribuição de materiais aos titulares de ADRs. Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, esse montante foi de US\$ 639.862,98.

Item 13. Inadimplementos, Atrasos de Dividendos e Infrações

Não aplicável.

Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos dos Titulares de Títulos e Uso dos Produtos de Venda

Nenhuma.

Item 15. Controles e Procedimentos

Ano Fiscal de 2021

Controles e Procedimentos de Divulgação e Relatório sobre o Controle Interno de Divulgação Financeira

(a) Controles e Procedimentos de Divulgação

Avaliamos, com a participação de nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro, a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2021. Com base em nossa avaliação, concluímos que, em 31 de dezembro de 2021, nossos controles e procedimentos de divulgação foram eficazes para fornecer segurança razoável de que as informações que devem ser divulgadas por nós nos relatórios que apresentamos ou submetemos junto à Exchange Act são registradas, processadas, resumidas e reportadas, dentro dos prazos especificados nas regras e formulários aplicáveis, e são acumuladas e comunicadas à nossa administração, incluindo nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro, conforme apropriado para permitir decisões em tempo hábil quanto à divulgação exigida.

(b) Relatório Anual da Administração sobre o Controle Interno de Divulgação Financeira

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controle interno adequado sobre relatórios financeiros e por avaliar a eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros. Nosso controle interno sobre relatórios financeiros é um processo elaborado por nosso Diretor-Presidente e nosso Diretor Financeiro, sob a supervisão de nosso Conselho de Administração e efetuado por nossa administração e outros funcionários para fornecer segurança razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

O controle interno sobre relatórios financeiros é definido nas regras 13a-15 (f) e 15d-15 (f) segundo o Exchange Act como um processo elaborado para fornecer segurança razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de demonstrações financeiras para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e inclui as políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção de registros que, em detalhes razoáveis, reflitam com precisão e razoabilidade as transações e disposições dos ativos da Companhia; (2) fornecem segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável em relação à prevenção ou à detecção oportuna de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da Companhia que poderiam ter um efeito material nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Devido às limitações inerentes, o controle interno sobre relatórios financeiros pode não impedir ou detectar distorções. Além disso, projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças nas condições.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2021, com base nos critérios estabelecidos no Controle Interno - Estrutura Integrada (2013) emitido pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (COSO).

De acordo com a diretriz da Securities and Exchange Commission de que a avaliação de um negócio recém-adquirido pode ser omitida do relatório da administração sobre controles internos no período de divulgação do ano em que ocorreu a aquisição, a administração excluiu a avaliação de efetividade do período de divulgação dos controles internos do Complexo Eólico Vilas, cuja aquisição foi concluída em 30 de novembro de 2021, e que representou 1,85% de nossos ativos totais e 0,05% de nossa receita operacional líquida e 0,10% de nossa receita líquida lucro do período subsequente à sua consolidação em nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Com base nessa avaliação e nos critérios aplicados, nossa administração concluiu que, em 31 de dezembro de 2021, o controle interno da Companhia sobre os relatórios financeiros é eficaz.

Nossa firma de contabilidade pública registrada independente examinou a eficácia de nosso controle interno sobre os relatórios financeiros, conforme indicado no relatório incluído neste documento.

(c) Auditoria da Eficácia do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros



Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Nunes Machado, 68,
The Five East Setel – 188 andar
80230-000 - Curitiba - PR
Brazil

Tel: +55 (41) 3312-1400
Fax: +55 (41) 3312-1470
www.deloitte.com.br

REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

To the Shareholders and the Board of Directors of
Companhia Paranaense de Energia - Copel

Opinion on internal control over financial reporting

We have audited the internal control over financial reporting of Companhia Paranaense de Energia - Copel and subsidiaries (the "Company") as of December 31, 2021, based on criteria established in Internal Control - Integrated Framework (2013), issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). In our opinion, the Company maintained, in all material respects, effective internal control over financial reporting as of December 31, 2021, based on criteria established in "Internal Control - Integrated Framework (2013)", issued by COSO.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) (PCAOB), the consolidated financial statements as of and for the year ended December 31, 2021 of the Company and our report, dated April 27, 2022, expressed an unqualified opinion on those financial statements.

As described in the Management Annual Report on Internal Control over Financial Reporting, management excluded from its assessment the internal control over financial reporting at Vilas Wind Complex, which was acquired on November 30, 2021, and whose financial statements constitute 1.85% of total assets, 0.05% of net operating revenue and 0.10% of net income of the consolidated financial statement amounts as of and for the year ended December 31, 2021. Accordingly, our audit did not include the internal control over financial reporting at Vilas Wind Complex.

Basis for opinion

The Company's Management is responsible for maintaining effective internal control over financial reporting and for its assessment of the effectiveness of internal control over financial reporting, included in the accompanying Management Annual Report on Internal Control over Financial Reporting. Our responsibility is to express an opinion on the Company's internal control over financial reporting based on our audit. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to the Company in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audit in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether effective internal control over financial reporting was maintained in all material respects. Our audit included obtaining an understanding of internal control over financial reporting, assessing the risk that a material weakness exists, testing and evaluating the design and operating effectiveness of internal control based on the assessed risk, and performing such other procedures as we considered necessary in the circumstances. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), its global network of member firms, and their related entities (collectively, the "Deloitte organization"). DTTL (also referred to as "Deloitte Global") and each of its member firms and related entities are legally separate and independent entities, which cannot obligate or bind each other in respect of third parties. DTTL and each DTTL member firm and related entity is liable only for its own acts and omissions, and not those of each other. DTTL does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about to learn more.

Deloitte is a leading global provider of audit and assurance, consulting, financial advisory, risk advisory, tax and related services. Our global network of member firms and related entities in more than 150 countries and territories (collectively, the "Deloitte organization") serves four out of five Fortune Global 500® companies. Learn how Deloitte's approximately 345,000 people make an impact that matters at www.deloitte.com.

© 2022. For information, contact Deloitte Global.



Definition and limitations of internal control over financial reporting

A company's internal control over financial reporting is a process designed to provide reasonable assurance regarding the reliability of financial reporting and the preparation of financial statements for external purposes in accordance with generally accepted accounting principles. A company's internal control over financial reporting includes those policies and procedures that: (1) pertain to the maintenance of records that, in reasonable detail, accurately and fairly reflect the transactions and dispositions of the assets of the Company; (2) provide reasonable assurance that transactions are recorded as necessary to permit preparation of financial statements in accordance with generally accepted accounting principles, and that receipts and expenditures of the Company are being made only in accordance with authorizations of Management and directors of the Company; and (3) provide reasonable assurance regarding prevention or timely detection of unauthorized acquisition, use, or disposition of the Company's assets that could have a material effect on the financial statements.

Because of its inherent limitations, internal control over financial reporting may not prevent or detect misstatements. Also, projections of any evaluation of effectiveness to future periods are subject to the risk that controls may become inadequate because of changes in conditions, or that the degree of compliance with the policies or procedures may deteriorate.

/s/ DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.

Curitiba, Brazil
April 27, 2022

(d) Mudanças nos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

A administração da Companhia implementou mudanças em seus controles internos sobre relatórios financeiros durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021, relacionadas à cyber segurança, conforme destacado a seguir:

- Melhorias nos procedimentos de monitoramento e detecção de ataques cibernéticos, com a contratação de ferramenta de EDR (Endpoint Detection and Response) e rollout do ambiente, visando aprimorar o tratamento tempestivo de ciber incidentes;
- Realização de campanhas de conscientização para funcionários sobre segurança cibernética, LGPD e controle de acessos;
- Promoção de treinamentos obrigatórios para funcionários e terceiros sobre segurança cibernética;
- Aprimoramento dos procedimentos e controles relativos ao monitoramento e atualização de patches de segurança para todos os ativos da Companhia;
- Habilitação de um segundo fator de autenticação para todos os acessos externos.

A administração da Companhia não identificou nenhuma outra mudança em seus controles internos sobre relatórios financeiros durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 que tenha afetado significativamente, ou tenha uma possibilidade razoável de afetar significativamente, seus controles internos sobre relatórios financeiros.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Em 30 de abril de 2021, nosso Conselho de Administração revisou as qualificações e os antecedentes dos membros do Comitê de Auditoria e determinou que o Sr. Carlos Biedermann um “especialista financeiro do comitê de auditoria”, nos termos do Item 16A do Formulário 20-F, e atende aos requisitos de independência da Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act*. Para obter mais informações sobre nosso Comitê de Auditoria, consulte o “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados - Comitê de Auditoria”.

Item 16B. Código de Ética

Nosso código de ética, denominado “Código de Conduta”, foi adotado pela primeira vez em 2003. Ao longo dos anos, houve revisões no documento para adequá-lo à realidade da Empresa. Destacamos a revisão realizada em 2015, quando foi realizada consulta pública aos stakeholders, e a revisão de 2017 que passou a refletir a nova regulamentação brasileira sobre conflito de interesses e treinamentos periódicos. A versão atual do Código de Conduta foi aprovada em 13 de março de 2018 pelo Conselho de Administração. Em 2019, iniciamos um novo processo de revisão do nosso Código por meio de consulta pública, com previsão de conclusão em 2022.

O Código de Conduta se aplica a todos os nossos funcionários, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços, contratados, diretores e executivos (incluindo nosso Diretor-Presidente, nosso Diretor Financeiro e o diretor responsável por nosso departamento de contabilidade), bem como de nossas subsidiárias. Desde a adoção de nosso Código de Conduta, não concedemos nenhuma renúncia expressa ou implícita de qualquer seção de nosso código às pessoas a quem ele se aplica. Nosso Código está disponível em nosso site (ri.copel.com) e cópias também podem ser entregues por correio, mediante solicitação por escrito, para o endereço fornecido na página de rosto deste documento.

Item 16C. Honorários e Serviços do Auditor Principal

Honorários de Auditoria e Outros

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes atual como nossa firma de Auditoria Independente para o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019.

A tabela abaixo mostra o montante total pago a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços realizados em 2021, 2020 e 2019, e discrimina os montantes por categoria de serviço:

Pagamentos	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2021	2020
	(R\$ milhões)	
Honorários de Auditoria	4,7	4,3
Honorários Relacionados a Auditoria	-	-
Honorários de Consultoria Fiscal	0,1	0,2
Todos os Demais Honorários	-	0,1
Total	4,8	4,6

Honorários de Auditoria

Os honorários de auditoria são honorários cobrados pela auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais e pela revisão de nossas informações financeiras trimestrais no que toca a apresentações e arquivamentos legais e regulamentares.

Taxas Fiscais

As taxas de fiscais são taxas cobradas pela revisão dos procedimentos fiscais e tributários, compreendendo o exame, observada a legislação vigente à época, dos procedimentos adotados para apuração, retenção, registro, controle, recolhimento, recuperação e contabilização dos tributos, inclusive das obrigações acessórias.

Todos os Demais Honorários

Os serviços faturados apresentados sob “Todos os demais honorários” referem-se a (a) a prestação de assistência técnica independente e a emissão de pareceres em conexão com a disputa com o Consórcio Colíder com relação ao “Contrato para Fornecimento de Bens e Serviços” para a Implementação da UHE Colíder, e (b) a análise e emissão de parecer em conexão com o procedimento legal visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do referido Acordo.

Políticas e Procedimentos de Pré-Aprovação do Comitê de Auditoria

Ao contratar os serviços de auditores externos, a prática da Companhia prevê uma análise prévia pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração, que deve considerar nesta avaliação se um relacionamento ou serviço prestado por um auditor independente: (i) cria interesses conflitantes com seu cliente de auditoria; (ii) coloca-os em posição de auditar seu próprio trabalho; (iii) resulta em atuar como gerente ou como funcionário do cliente de auditoria; ou (iv) coloca-os em uma posição de advogado para o cliente de auditoria.

O Comitê de Auditoria também considera, nesse tipo de avaliação, se algum serviço prestado pela empresa de auditoria independente pode prejudicar, de fato ou aparentemente, a independência da empresa. Sempre que necessário, o Comitê de Auditoria poderá contar com o apoio técnico da Auditoria Interna, ou de uma consultoria independente, para a avaliação técnica necessária em cada caso específico, com discussões sobre a contratação de outros serviços registradas na ata deste auditor independente da reunião colegiada.

Para mais informações sobre nosso Conselho de Administração e Comitê de Auditoria, consulte o “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados”.

Item 16D. Dispensa dos Padrões de Listagem para Comitês de Auditoria

Segundo as normas da NYSE e da SEC com relação ao comitê de auditoria de uma empresa de capital

aberto, devemos cumprir a Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act*, que exige que nós estabeleçamos um comitê de auditoria composto por membros do conselho de administração que atenda às exigências específicas. Atualmente, nosso Comitê de Auditoria (CAE) é composto por três membros independentes. O Sr. Carlos Biedermann e Marco Antônio Barbosa Cândido contam com a isenção da Norma 10A-3(b)(1)(iv)(E). O Sr. Luiz Claudio Maia Vieira é caracterizado como membro externo. Em nossa avaliação, cada um desses membros atua de forma independente na execução de responsabilidades de um comitê de auditoria segundo a lei *Sarbanes-Oxley* e atende às outras exigências da Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act*. Para mais informações sobre o nosso Comitê de Auditoria, veja “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados - Comitê de Auditoria.

Item 16E. Compras de Ações pelo Emitente e por Compradores Coligados

Nenhuma.

Item 16F. Mudanças no Contador Certificador da Companhia

Não aplicável.

Item 16G. Governança Corporativa

Seção	Regra de Governança Corporativa da Bolsa de Nova Iorque para emissores americanos	Prática da Copel
Independência dos Membros do Conselho de Administração		
303A.01	Companhias listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (“companhias listadas”) devem ter maioria de membros independentes em seu Conselho de Administração. As “companhias controladas” não estão obrigadas a cumprir essa exigência.	Visto que a maioria de suas ações com direito a voto é detida pelo Estado do Paraná. Dessa forma, a Copel não seria obrigada a cumprir a exigência da maioria dos conselheiros independentes. Pelo menos três conselheiros da Copel devem ser independentes, para igualar ou exceder 25% do número total de membros. Tais conselheiros devem ser reconhecidos como independentes na ata da Assembleia Geral que os eleger, de acordo com o Estatuto Social da Copel, Leis Federais 6.404/1976 e 13.303/2016, Regulamento Nível 2 de Governança Corporativa da B3 e Norma 10A-3 do Securities Exchange Act
303A.03	Os conselheiros não-executivos de uma companhia listada devem participar de sessões executivas regularmente agendadas sem a diretoria..	Os conselheiros não-executivos da Copel não participam de sessões executivas regularmente agendadas sem a diretoria. Nosso Diretor Presidente também é membro o nosso Conselho de Administração. De acordo com os regulamentos internos de nosso conselho de administração, no caso de um conflito de interesses ou interesse particular de qualquer membro do conselho de administração ser identificado em relação a um assunto a ser decidido pelo conselho, tal conselheiro deve se abster de reunião, que continuará sem a sua presença
Comitê de Governança Corporativa e de Nomeação		
303A.04	Uma companhia listada deve possuir um Comitê de Governança Corporativa e de Nomeação composto, em sua totalidade, por diretores independentes, com um estatuto escrito que aborda certas obrigações específicas mínimas. As “companhias controladas” não estão obrigadas a cumprir essa exigência.	Como uma companhia controlada, a Copel não precisaria cumprir a exigência de ter Comitê de Governança Corporativa e de Nomeação. No entanto, a Lei No. 13.303/2016 exige que a Copel mantenha um comitê estatutário permanente, consultivo dos acionistas e responsável pelo monitoramento dos processos de indicação e avaliação aplicáveis à nossa administração, aos membros de nosso conselho de administração, ao Conselho Fiscal e aos comitês do conselho. Este comitê é composto por membros indicados pelos acionistas.

Seção	Regra de Governança Corporativa da Bolsa de Nova Iorque para emissores americanos	Prática da Copel
Comitê de Compensação		
303A.05	Uma companhia listada deve possuir um comitê de compensação composto, em sua totalidade, por diretores independentes, com um estatuto escrito que aborda certas obrigações específicas mínimas. As “companhias controladas” não estão obrigadas a cumprir essa exigência.	A Copel não possui um comitê de compensação. Como uma companhia controlada, a Copel não precisaria cumprir a exigência de ter comitê de compensação se fosse uma companhia americana.
Comitê de Auditoria		
303A.06	Uma companhia listada deve possuir um comitê de auditoria com um mínimo de 3 (três) diretores independentes que satisfaçam os requisitos de independência da Lei 10A-3 sob o <i>Securities Exchange Act</i> , com um estatuto escrito que aborda certas obrigações específicas mínimas.	A Copel possui um Comitê de Auditoria Estatutário (“CAE”), órgão independente de assessoramento ao Conselho de Administração, conforme artigo 51 do Estatuto Social da Copel (Sociedade Holding), cujas responsabilidades, atribuições, competências e atribuições estão estabelecidas em regimento interno específico, em cumprimento das leis do Brasil e dos Estados Unidos, incluindo as disposições da Lei Sarbanes-Oxley (SOX); Regras da SEC e da NYSE e melhores práticas.
303A.07		<p>Esse Comitê é composto de três a cinco membros eleitos pelo Conselho de Administração, que também pode destituir membros, todos com mandato unificado de dois anos e no máximo três reconduções consecutivas. O CAE deve ter pelo menos um membro do Conselho de Administração, um membro que não faça parte do Conselho de Administração, escolhido de entre um conjunto de indivíduos com significativa experiência e capacidade técnica, e um membro com reconhecida experiência profissional em matéria de contabilidade, auditoria e finanças, o que os caracteriza como "especialista financeiro" nos termos da legislação aplicável. Atualmente o CAE é composto por três membros independentes.</p> <p>O Comitê de Auditoria é um comitê consultivo responsável por assessorar nosso Conselho de Administração e opinar sobre assuntos relacionados à nossa gestão financeira e contábil, riscos, controles internos e auditoria, incluindo, mas não se limitando à qualidade, transparência e integridade de nossos demonstrações financeiras, eficácia de nossos controles internos com relação à preparação de relatórios financeiros, bem como as atividades, independência e qualidade do trabalho de nossos auditores externos e internos. Além disso, o Comitê de Auditoria é responsável por acompanhar a coleta, as investigações posteriores, as apurações e o eventual acompanhamento das denúncias feitas por meio do Canal de Denúncias. O CAE também é responsável pela emissão de seu relatório anual, publicado juntamente com as demonstrações contábeis e financeiras da Companhia.</p>

Seção	Regra de Governança Corporativa da Bolsa de Nova Iorque para emissores americanos,	Prática da Copel
Planos de compensação de capital		
303A.08	Deve-se dar a oportunidade aos acionistas de votar em todos os planos de compensação de capital e em todas as suas revisões relevantes, com exceções limitadas determinadas nas regras da Bolsa de Nova Iorque.	Sob a Lei das S.A., a pré-aprovação dos acionistas é requerida para a adoção de qualquer plano de compensação de capital e quaisquer revisões substanciais de tais planos.
Diretrizes de Governança Corporativa		
303A.09	Uma companhia listada deve adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que abordem certas matérias específicas mínimas.	Embora as práticas de governança corporativa adotadas pela Copel não atendam a todos os termos especificados nas normas da NYSE, elas atendem às exigências estabelecidos para as empresas listadas no nível 2 de governança corporativa da B3 (Brasil, Bolsa, Balcão). A Companhia também adota o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (“IBGC”).
Código de Conduta e Ética para seus Conselheiros, Diretores e Empregados		
303A.10	Uma companhia listada deve adotar e divulgar seu código de conduta e ética para seus conselheiros, diretores e empregados e deve também apresentar prontamente qualquer abdicação do código para seus conselheiros ou diretores.	A Copel adota um código de ética, conjunto de regras que orientam a atuação de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Copel e de suas subsidiárias integrais e controladas, incluindo empregados (independentemente de função ou posição hierárquica), administradores (membros do Conselho de Administração e da Diretoria), membros do Comitê de Auditoria, estagiários, fornecedores, prestadores de serviço e terceirizados. Todos esses indivíduos são responsáveis por cumprir as disposições do código e aplicar seu conteúdo em suas respectivas funções, além de promover a divulgação, compreensão e integração do código de ética da Copel.

Seção	Regra de Governança Corporativa da Bolsa de Nova Iorque para emissores americanos	Prática da Copel
Exigências de Certificação		
303A.12	<p>O presidente de uma empresa listada deve prontamente notificar a Bolsa de Nova Iorque, por escrito, caso algum de seus diretores tome conhecimento de qualquer descumprimento relevante de qualquer um dos termos aplicáveis da Seção 303A e certificar que ele não tem conhecimento de nenhuma violação pela empresa listada dos padrões de listagem e governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque, qualificando a certificação conforme necessário. Cada empresa listada deve apresentar uma Declaração por Escrito assinada anualmente à Bolsa. Além disso, cada empresa listada deve apresentar uma Declaração por Escrito provisória quando exigido pelo formulário de Declaração por Escrito provisória especificado pela Bolsa.</p>	<p>O presidente da Copel notificará prontamente a Bolsa de Nova Iorque, por escrito, caso algum de seus diretores tome conhecimento de qualquer descumprimento relevante de qualquer um dos termos aplicáveis das normas de governança corporativa da Bolsa e também certificará que ele não tem conhecimento de nenhuma violação pela empresa listada dos padrões de listagem e governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque.</p> <p>A Copel apresenta anualmente uma Declaração por Escrito Anual à Bolsa de Valores de Nova Iorque e submeterá uma Declaração por Escrito provisória quando necessário.</p>

Item 17. Demonstrações financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações financeiras

Referência é feita às páginas F-1 até F-141.

Item 19. Anexos

1.1	Estatuto Social aprovado e consolidado pela 187ª Assembleia Geral Extraordinária, de 10 de outubro de 2013, e alterado pela 190ª Assembleia Geral Extraordinária, de 23 de abril de 2015, e pela 193ª Assembleia Geral Extraordinária de 22 de dezembro de 2016, e pela 195ª Assembleia Geral Extraordinária de 7 de junho de 2017, e pela 197ª Assembleia Geral Extraordinária de 28 de junho de 2018, e pela 199ª Assembleia Geral Extraordinária de 29 de abril de 2019, e pela 200ª Assembleia Geral Extraordinária de 02 de dezembro de 2019, e por a 201ª Assembleia Geral Extraordinária de 11 de março de 2021.
2.1	Contrato de Depositária (ações preferenciais) datado de 21 de março de 1996, alterado e consolidado em 27 de abril de 2021 na forma do Anexo 2.1 deste documento.
2.4	Descrição dos valores mobiliários registrados de acordo com a Seção 12 do Exchange Act.
4.1	Termo de Ajuste celebrado em 4 de agosto de 1994 entre o Estado do Paraná e a Companhia Paranaense de Energia – Copel (o “Termo de Ajuste”) (incorporado por referência ao nosso Formulário F-1 333-7148, arquivado na SEC em 30 de junho de 1997), Quarto Termo Aditivo ao Termo de Ajuste celebrado em 21 de janeiro de 2005, com tradução em inglês (incorporado por referência a nosso relatório anual em Formulário 20-F para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005, arquivado perante a SEC em 30 de junho de 2006) (Arquivo no. 001-14668) e o Quinto Termo Aditivo ao Termo de Ajuste celebrado em 31 de outubro de 2017.
8.1	Lista de subsidiárias controladas pela Copel.
12.1	Certificação pelo Diretor Presidente da Copel, conforme as Regras 13a-14 e 15-d-14 do <i>Securities Exchange Act</i> de 1934.
12.2	Certificação pelo Diretor Financeiro da Copel, conforme as Regras 13a-14 e 15-d-14 do <i>Securities Exchange Act</i> de 1934.
13.1	Certificação pelo Diretor Presidente da Copel, conforme a Seção 906 da Lei <i>Sarbanes-Oxley</i> de 2002.
13.2	Certificação pelo Diretor Financeiro da Copel, conforme a Seção 906 da Lei <i>Sarbanes-Oxley</i> de 2002.
101.INS	XBRL Instance Document.
101.SCH	XBRL Taxonomy Extension Schema Document.
101.CAL	XBRL Taxonomy Extension Calculation Linkbase Document.
101.DEF	XBRL Taxonomy Extension Definition Linkbase Document.
101.LAB	XBRL Taxonomy Extension Label Linkbase Document.
101.PRE	XBRL Taxonomy Extension Presentation Linkbase Document.

Existem, omitidos dos anexos arquivados com este relatório anual ou nele incorporados por referência, algumas notas promissórias e outros instrumentos e contratos com relação à dívida de longo prazo da Companhia, nenhum dos quais autoriza garantias em valor total que exceda a 10% dos ativos totais da Companhia. Concordamos, pelo presente, em fornecer à *Securities and Exchange Commission* cópias de quaisquer das notas promissórias ou outros instrumentos omitidos que a Comissão requisitar.

GLOSSÁRIO TÉCNICO

Ações classe A: As ações preferenciais classe A da Companhia.

Ações classe B: As ações preferenciais classe B da Companhia.

Ações Ordinárias: As ações ordinárias da Companhia.

ADRs: *American Depositary Receipts.*

ADSs: *American Depositary Shares*, cada uma representando uma Unit.

Alta Voltagem ou Tensão: uma classe de tensões nominais do sistema igual ou maior do que 69.000 volts e menor do que 230.000 volts.

ANATEL: Agência Nacional de Telecomunicações.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

B3 (Brasil, Bolsa, Balcão): B3 SA - Brasil, Bolsa, Balcão, a bolsa de valores, mercadorias e futuros, sediada em São Paulo, Brasil, incorporada em decorrência da incorporação da BM & FBOVESPA SA - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e CETIP SA - Mercados Organizados.

Banco Central: Banco Central do Brasil.

Base de Remuneração Regulatória: Consiste no montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores.

Contrato Bilateral: Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre Agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com o objetivo de estabelecer preços, prazos e quantidades de fornecimento em determinados intervalos de tempo.

Capacidade Firme: o nível de potência elétrica que a Copel pode entregar a partir de uma usina elétrica específica com um grau de certeza de 95,0%, determinado de acordo com certos modelos estatísticos prescritos.

Capacidade Instalada: o nível de potência elétrica que pode ser entregue de uma unidade geradora específica numa base contínua de carga plena sob condições especificadas, como indicado pelo fabricante.

CBLC: Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

CER: Contrato de Energia Reserva.

CMN: Conselho Monetário Nacional.

Código: *U.S. Internal Revenue Code of 1986*, o código de arrecadação de impostos dos Estados Unidos, conforme alterado.

Concessionária: uma entidade que detém uma concessão ou autorização para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica no Brasil.

Consumidor Final: aquele que usa energia elétrica para suas próprias necessidades.

Consumidores Cativos: clientes cuja energia é fornecida pela distribuidora na qual a unidade consumidora está conectada, tal como o valor pago já inclui o custo de energia e o custo do serviço de uso de

transmissão e distribuição - serviço de transmissão. O consumidor não está livre para negociar as condições e a flexibilidade da energia fornecida para atender às necessidades de seus negócios, tendo que seguir as determinações estabelecidas pela distribuidora. O consumidor está sujeito à imprevisibilidade da variação anual do valor das tarifas das distribuidoras.

Consumidores do Grupo A: consumidores que usam energia elétrica a 2,3 kV ou tensões superiores. As tarifas aplicadas a esse grupo baseiam-se no nível de tensão efetivo em que a energia é fornecida e na época do ano e no horário do dia em que a energia é fornecida.

Consumidores do Grupo B: consumidores que recebem energia em tensões inferiores a 2,3 kV. As tarifas aplicáveis a eles abrangem somente um componente “energia” e baseiam-se na classificação dos consumidores.

Consumidores Especiais: Consumidores que consomem pelo menos 500 kW. Podem escolher seu fornecedor de energia se este gerar sua energia a partir de fontes alternativas, tais como pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas ou de biomassa.

Consumidores Livres: Consumidores de energia elétrica que podem escolher seus fornecedores de energia pois preenchem os seguintes requisitos: (i) demanda de pelo menos 3 MW em qualquer tensão no caso de consumidores novos (conectados à rede de distribuição depois de julho de 1995); (ii) demanda de pelo menos 3 MW e supridos em tensão igual ou maior que 69 kV no caso de existentes consumidores (conectados à rede de distribuição antes de julho de 1995); e (iii) demanda de pelo menos 500 kW e que optem por receber energia de fontes alternativas, tais como usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas ou projetos de biomassa (também conhecidos como Consumidores Especiais).

Consumidores Residenciais de Baixa Renda: consumidores que consomem menos de 220 kWh por mês e solicitaram benefícios sob qualquer um dos programas sociais do governo federal. Os consumidores residenciais de baixa renda são considerados um subgrupo dos consumidores residenciais e não estão sujeitos ao pagamento de encargos de capacidade ou aquisição emergenciais ou a qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL.

Conta CRC: Conta de Resultados a Compensar.

Contrato de Depósito: um Contrato de Depósito entre a Copel, o Depositário e os titulares registrados e legítimos proprietários de tempos em tempos de ADSs.

Contrato de Disponibilidade de Energia: Contrato em que o gerador se compromete a disponibilizar certa capacidade elétrica ao mercado regulado. Nesse caso, a receita do gerador é garantida, e os distribuidores correm o risco de escassez no suprimento.

Contrato de Quantidade de Energia: Contrato em que o gerador se compromete a suprir determinado montante de energia elétrica e assume o risco de o suprimento de energia elétrica ser afetado adversamente por condições hidrológicas e níveis baixos em reservatórios, o que poderia interromper o suprimento de energia, caso em que o gerador deverá adquirir essa energia de outras fontes para cumprir suas obrigações de suprimento.

Copel Distribuição S.A.: Entidade da Companhia dedicada ao negócio de distribuição.

Copel Geração e Transmissão S.A. ou Copel GeT: A entidade da Companhia responsável pelo negócio de geração e transmissão.

Custodiante: Itaú Unibanco S.A., custodiante das Units representadas por ADSs.

Decreto nº 6.306/07: Decreto tributário brasileiro nº 6.306, de 14 de dezembro de 2007, que regulamenta o imposto sobre o crédito, câmbio e seguro, ou relativos a títulos mobiliários - IOF.

Deloitte: Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.

Depositário: Bank of New York Mellon, na qualidade de depositário.

Distribuição: a transferência de energia elétrica das linhas de transmissão em pontos de suprimento da rede e sua entrega a consumidores por meio de linhas de distribuição com voltagens entre 13,8 kV e 44 kV.

Distribuidor: uma entidade que fornece energia elétrica a um grupo de consumidores por meio de uma rede de distribuição.

Dólares Americanos, dólares ou US\$: Dólares norte-americanos.

Elejor: Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.

Eletrosul: Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Garantia física: Montante determinado atribuído a cada usina hidrelétrica de acordo com critérios de risco de fornecimento de energia definidos pelo MME. A garantia física também representa a energia máxima que pode ser vendida pelo gerador conforme previsto no contrato de concessão, independentemente do volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina.

Fundo RGR: Um fundo de reserva criado para fornecer pagamentos compensatórios a companhias de energia elétrica para certos ativos utilizados juntamente com uma concessão caso a concessão seja revogada ou não seja renovada.

Furnas: Furnas Centrais Elétricas S.A

Gigawatt (GW): um bilhão de watts.

Gigawatt-hora (GWh): um gigawatt de potência suprido ou demandado por uma hora, ou um bilhão de watts-horas.

GPON: Gigabit-Capable Passive Optical Networks - Uma rede ótica passiva (PON) é um sistema que traz o cabeamento de fibra ótica e sinaliza a todos ou a maior parte do caminho para o usuário final. Dependendo de onde a PON termine, o sistema pode ser descrito como fibra-a-meio-fio (FTTC), fibra-to-the-building (FTTB) ou fibra-to-the-home (FTTH). Rede ótica passiva: Uma arquitetura de rede de fibra passiva ponto-a-multiponto na qual uma única fibra utiliza divisores ópticos para atender a várias instalações. Gigabit PON: Baseado nos tipos PON anteriores, o GPON suporta taxas de dados mais altas e maior segurança, e foi implementado em todo o mundo pelas principais operadoras de telecomunicações.

IASB: *International Accounting Standards Board*.

IFRS: *International Financial Reporting Standards*, as normas internacionais de contabilidade.

IGP-DI: Índice Geral de Preços—Disponibilidade Interna.

IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado.

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.

Itaipu: Itaipu Binacional, usina hidrelétrica igualmente administrada pelo Brasil e Paraguai, com capacidade instalada de 14.000 MW.

Latibex: Mercado de valores latino-americanos em euros, parte da Bolsa de Valores de Madri.

Lei de Renovação das Concessões 2013: Lei 12.783, sancionada em 11 de janeiro de 2013, a qual prevê que a maior parte das concessões de geração, transmissão e distribuição podem ser renovadas a pedido da concessionária por um período adicional de 30 anos, sob a condição de a concessionária concordar em alterar os termos do contrato de concessão para refletir um novo regime de tarifas a ser estabelecido pela ANEEL.

Leilão de Energia de Reserva: mecanismo de contratação de energia de reserva criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O leilão de reserva atua como um seguro contratado pelos distribuidores para ser usado quando há um descompasso entre demanda e oferta previstas. Essa modalidade de contratação é formalizada por meio da conclusão do CER entre os agentes de venda nos leilões e a CCEE.

Leilões A-3: Denominação de leilões de energia para novos projetos de geração, conduzidos no ambiente regulado brasileiro no terceiro ano antes da data inicial de entrega.

Leilões A-5: Denominação de leilões de energia para novos projetos de geração, conduzidos no ambiente regulado brasileiro no quinto ano antes da data inicial de entrega.

Principal Concessão de Transmissão: Contrato de concessão de transmissão nº 060/2001, compreende diversos ativos de transmissão que estavam em operação em 2001 (data da assinatura do contrato de concessão).

MCS D: Mecanismo de Compensação de Sobras e Défcits. Processo de realocação, entre agentes de distribuição participantes da CCEE, de sobras e défcits de montantes de energia contratados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

MCS D-EN: Mecanismo de Compensação de Sobras e Défcits de Energia Nova. Permite que os agentes de distribuição compensem entre si montantes de energia elétrica e potência adquiridos em leilões de novos empreendimentos de geração, bem como trata da possibilidade de redução de montantes contratados com os agentes geradores titulares de contratos vinculados aos novos empreendimentos de geração.

Megawatt (MW): um milhão de watts.

Megawatt-hora (MWh): um megawatt de potência suprido ou demandado por uma hora, ou um milhão de watts-horas.

Mercado de curto prazo: Ambiente da Câmara de Comercialização de Energia - CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes, que são liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. *Mercado Livre:* Segmento do mercado que permite certo grau de competição. O mercado livre abrange especificamente compra de energia elétrica por entidades não reguladas como consumidores civres e comercializadores de energia.

Mercado Regulado: segmento do mercado em que as concessionárias de distribuição adquirem toda a energia elétrica para suprir consumidores por meio de leilões públicos. Os leilões são administrados pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, sob certas diretrizes emitidas pelo MME. O mercado regulado é geralmente considerado o mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica.

MME: Ministério de Minas e Energia.

MRE: O Mecanismo de Realocação de Energia busca mitigar os riscos dos agentes de geração causados por variações nas vazões de rios (risco hidrológico).

MVE: Mecanismo de Venda de Excedentes. Propicia que as distribuidoras comercializem excedentes de energia e, em caso de vendas relacionadas a montantes do limite regulatório ou da sobrecontratação involuntária, que parte do benefício auferido seja revertido em favor do consumidor no processo de reajuste

tarifário.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Paraíso Fiscal Acionista: Um acionista situado em paraísos fiscais (isto é, um país ou local que não cobre imposto de renda ou onde a alíquota máxima seja inferior a 20% ou onde a legislação local imponha restrições à divulgação da composição acionária ou a titularidade do investimento ou o beneficiário efetivo dos rendimentos provenientes de transações realizadas e atribuíveis a um Titular Não Brasileiro).

PCH - Pequena Central Hidrelétrica: usinas hidrelétricas com capacidade geradora entre 1.000 kW e 30.000 kW cujo reservatório cobre área igual ou inferior a 3,0 km².

PIE: Produtor Independente de Energia, uma pessoa jurídica ou consórcio que detém uma concessão ou autorização para gerar energia para venda por sua própria conta a concessionárias do serviço público de energia elétrica ou a consumidores livres.

Programa de Racionamento: Um programa instituído pelo governo federal com vistas à redução do consumo de energia, em vigor de primeiro de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, período em que o nível de chuva no Brasil foi baixo.

Quilovolt (kV): 1.000 volts.

Quilowatt (kW): 1.000 watts.

Quilowatt-hora (kWh): um quilowatt de potência suprido ou demandado por uma hora, ou mil watts-horas.

Real, Reais ou R\$: real.

Receita Anual Permitida (RAP): A receita anual estabelecida pela ANEEL a ser cobrada por uma concessionária de transmissão pelo uso de suas linhas de transmissão por terceiros, o que inclui consumidores civres, geradores e distribuidores.

Sanepar: Companhia de Saneamento do Paraná – Sanepar.

Securities Act: Lei de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*The United States Securities Act*) de 1933, conforme alterada.

Securities Exchange Act: Lei de Valores Mobiliários (*The United States Securities Exchange Act*) de 1934, conforme alterada.

Sercomtel Telecomunicações: Sercomtel Telecomunicações S.A.

Sistema Interligado de Transmissão: sistemas ou redes para a transmissão de energia interligados por meio de uma ou mais linhas e/ou transformadores.

Subestação: um conjunto de equipamentos que comuta e/ou altera ou regula a tensão da energia elétrica num sistema de transmissão e distribuição.

Tarifa de Fornecimento: Receita cobrada pelas concessionárias de distribuição de seus consumidores. Cada consumidor se enquadra num determinado nível tarifário definido por lei e baseado na classificação do consumidor, embora haja alguma flexibilidade de acordo com a natureza da demanda de cada consumidor. As tarifas de fornecimento estão sujeitas a reajustes anuais pela ANEEL.

Tarifa de Transmissão: receita cobrada pelas concessionárias de transmissão com base na rede de transmissão que possuem e operam. As tarifas de transmissão estão sujeitas a revisões periódicas pela ANEEL.

Tarifa Média: Receita total de vendas dividida pelo total de MWh vendidos para cada período considerado, incluindo, no caso da Companhia, energia elétrica não faturada, ou energia elétrica entregue mas cuja fatura ainda não foi entregue. A receita total de venda, para fins de cálculo da tarifa média, inclui tanto o faturamento bruto (antes da dedução do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS) como vendas de energia elétrica não faturadas, sobre as quais o ICMS ainda não incidiu.

Titular Não-Brasileiro: Um indivíduo, entidade, fundo ou organização residente ou domiciliado fora do Brasil por motivos de tributação brasileira que adquire, possui e vende Ações Classe B ou ADSs.

Titular residente nos EUA: Um titular beneficiário de uma Ação Ordinária, uma Ação Preferencial, uma Unit ou uma ADS que é (i) um indivíduo cidadão ou residente nos Estados Unidos da América; (ii) uma empresa ou qualquer outra entidade geradora de imposto como uma empresa, criada em conformidade com a legislação dos Estados Unidos, de qualquer estado do país ou do Distrito de Colúmbia; ou (iii) sujeito à tributação federal dos Estados Unidos numa base líquida em relação à Ação ordinária, preferencial, Unit ou ADS.

TJLP: Taxa de Juros a Longo Prazo.

Transmissão: a transferência em grosso de energia elétrica de instalações de geração à rede de distribuição em um centro de carga por meio da rede de transmissão (em linhas com capacidade entre 69 kV e 525 kV).

TUST: A tarifa estabelecida pela ANEEL para o uso do sistema de transmissão, que é o Sistema Interligado de Transmissão e suas instalações auxiliares.

UHE – Usina Hidrelétrica: uma unidade geradora que usa a força da água para movimentar o gerador elétrico.

Unidade Geradora: um gerador elétrico juntamente com a turbina ou outro dispositivo que o impulsiona.

Units: recibo de depósito negociado na B3 representando uma ação ordinária e quatro ações classe B.

Usina Termelétrica ou UTE: unidade geradora que utiliza combustível como carvão, óleo, diesel, gás natural ou outros hidrocarbonetos como fonte de energia para movimentar o gerador elétrico.

Volt: a unidade básica de força elétrica análoga à pressão da água em libras por polegada quadrada.

Watt: a unidade básica de potência elétrica.

ASSINATURAS

A registrante certifica por meio desta que ela atende a todas as exigências para arquivamento em Formulário 20-F e que autorizou devidamente o signatário abaixo a assinar por ela este relatório anual.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Cargo: Diretor Presidente

Por: /s/ Adriano Rudek de Moura

Nome: Adriano Rudek de Moura

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Data: 27 de abril de 2022

REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

To the Shareholders and the Board of Directors of
Companhia Paranaense de Energia - Copel

Opinion on the financial statements

We have audited the accompanying consolidated statements of financial position of Companhia Paranaense de Energia - Copel and subsidiaries (the “Company”) as of December 31, 2021 and 2020, the related consolidated statements of income, of comprehensive income, of changes in equity and of cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2021, and the related notes (collectively referred to as the “financial statements”). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Company as of December 31, 2021 and 2020, and the results of its operations and of its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2021, in conformity with International Financial Reporting Standards - IFRS as issued by the International Accounting Standards Board - IASB.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) (PCAOB), the Company’s internal controls over financial reporting as of December 31, 2021, based on the criteria established in “Internal Control - Integrated Framework (2013)” issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission and our report dated April 27, 2022, expressed an unqualified opinion on the Company’s internal controls over financial reporting.

Basis for opinion

These financial statements are the responsibility of the Company’s Management. Our responsibility is to express an opinion on the Company’s financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to the Company in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission - SEC and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by Management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”), its global network of member firms, and their related entities (collectively, the “Deloitte organization”). DTTL (also referred to as “Deloitte Global”) and each of its member firms and related entities are legally separate and independent entities, which cannot obligate or bind each other in respect of third parties. DTTL and each DTTL member firm and related entity is liable only for its own acts and omissions, and not those of each other. DTTL does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about to learn more.

Deloitte is a leading global provider of audit and assurance, consulting, financial advisory, risk advisory, tax and related services. Our global network of member firms and related entities in more than 150 countries and territories (collectively, the “Deloitte organization”) serves four out of five Fortune Global 500® companies. Learn how Deloitte’s approximately 345,000 people make an impact that matters at www.deloitte.com.

Emphasis of matter

COVID-19-related matters

We draw attention to note 1 to the financial statements, where the Company describes the impacts of the coronavirus disease (COVID-19) on the operations of the business and the uncertainties of related future impacts on the business, as well as the measures, both taken and planned, to deal with these events and circumstances.

Critical audit matters

The critical audit matters communicated below are matters arising from the current-period audit of the financial statements that were communicated or required to be communicated to the audit committee and that (1) relate to accounts or disclosures that are material to the financial statements and (2) involved our especially challenging, subjective, or complex judgments. The communication of critical audit matters does not alter in any way our opinion on the financial statements, taken as a whole, and we are not, by communicating the critical audit matters below, providing separate opinions on the critical audit matters or on the accounts or disclosures to which they relate.

Recognition of revenue from electricity sales to final customers and use of the main distribution and transmission grid - Refer to notes 4.12 and 32 to the financial statements

Critical audit matter description

The Company recognize unbilled revenue calculated between the date of the last measurement and the end of the month, on estimated basis, based on the average of the last billing. The Company bills its consumers on a monthly basis based on the energy measured. Unbilled revenues from the billing date to month-end are estimated based on the prior month's billing and recognized as revenue at the end of the month in which the service was provided. At the end of each month, the volume of energy delivered to customers since the date of the last measurement is estimated and the corresponding unbilled revenue is determined considering the estimated daily consumption and the applicable rates by customer class, reflecting historical trends and significant experience. The differences between estimated unbilled and actual revenues are recognized in the next month.

We identified recognition of revenue from electricity sales to final customers and use of the main distribution and transmission grid as a critical audit matter because of the judgments necessary to audit the revenue recognition, including the methods and assumptions used to estimate unbilled revenue, as well as the use of automated systems to process and recognize revenue. Performing procedures to audit revenue required a high degree of auditor judgment and extensive audit effort, including involvement of our Information Technology (IT) specialists.

How the critical audit matter was addressed in the audit

Our audit procedures on revenue recognition included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls over revenue recognition, including Management's controls over the measurement of energy volumes and pricing, as well as controls over estimates of unbilled revenue.
- With the assistance of our IT specialists, we:
 - Identified the significant systems used to process revenue transactions and tested the general IT controls over each of these systems, including testing of user access controls, change management controls, and IT operations controls.

- Performed testing of system interface controls and automated controls within the relevant revenue streams, as well as the controls designed to ensure the accuracy and completeness of revenue.
- With respect to unbilled revenue, we:
 - Evaluated the appropriateness and consistency of the methods and assumptions used by Management to develop the estimates of unbilled revenue.
 - Tested the mathematical accuracy of Management’s estimates of unbilled revenue.
 - We evaluated Management’s ability to estimate unbilled revenue accurately by comparing actual subsequent revenue with Management’s historical estimates for the related revenue streams.
- We performed a test that comprised developing an independent expectation of the revenue amounts and its comparison with revenue effectively recognized.
- For a sample of revenue transactions, we performed detail transaction testing by agreeing the amounts recognized to source documents, testing the mathematical accuracy of the revenue recognized, and verifying subsequent cash receipts.
- We assessed whether the disclosures made by Management in the financial statements are appropriate.

Provisions for legal claims and contingent liabilities - Refer to notes 4.11 and 30 to the financial statements

Critical audit matter description

The Company is part in several legal and administrative proceedings before different courts. Based on assessments made by the Company’s legal counsel, Management recognized a provision for those lawsuits which likelihood of loss is probable. The Company’s Management believes that it is not practicable to provide information regarding the expected timing of any cash outflows related to the lawsuits in which the Company and its subsidiaries are involved, due to the slow pace and unpredictability of Brazilian legal, tax and regulatory systems, and since final resolution of the proceedings for which a provision has been registered depends on the conclusions of the lawsuits.

We identified provisions for legal claims and contingent liabilities as a critical audit matter because of the large number of cases and the subjectivity necessary to estimate the likelihood and to measure the provision for litigation of potential losses. Performing audit procedures to evaluate whether the provision for legal claims was appropriately recognized and disclosed required a high degree of auditor judgment and an increased extent of effort.

How the critical audit matter was addressed in the audit

Our audit procedures related to provision for legal claims and contingent liabilities included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls related to provision for legal claims and evaluation of contingent liabilities, including those over the completeness and review of new and outstanding legal matters, as well as controls over the measurement of potential losses.
- With the assistance of our IT specialists, we tested the effectiveness of controls related to the information systems used by Management to monitor and evaluate outstanding legal matters.
- We tested the completeness and accuracy of the database used by Management to manage outstanding legal matters and to determine the likelihood of loss and measuring potential losses.

- We inquired internal and external legal counsel to understand developments in legal matters and progression in potential settlement discussions.
- We requested and received a written response from internal and external legal counsel as it relates to lawsuits and the related classification of the likelihood of loss for the Company and the amounts involved.
- We read Board of Directors and Executive meeting minutes for evidence of undisclosed contingencies or unrecognized provisions.
- We evaluated the assumptions and judgments used by Management to estimate the provision for legal claims, including corroborating the assumptions with internal legal counsel, with the assistance of our tax and environmental specialists.
- We evaluated the Company's disclosures for consistency with our knowledge of the Company's legal matters.

Renegotiation of the hydrological risk (Generation Scaling Factor-GSF) - Refer to note 1(b) and 4.9.2 to the financial statements

Management exercised judgment in the development and application of the accounting policy and measurement of the fair value of the intangible asset upon recognition of the effects relating to the renegotiation of the hydrological risk prescribed by Law 14.052, which amended Law 13.203/2015, and which methodology for calculation of the compensation and the procedures for the renegotiation were established by Aneel Regulatory Resolution 895.

We identified the renegotiation of the hydrological risk as a critical audit matter because of the judgments exercised in the application of the accounting pronouncements to define the existence of the intangible asset and its recognition at fair value and the corresponding impact on the Company's results of operations. Performing procedures to audit the renegotiation of the hydrological risk required a high degree of auditor judgment due to the significant judgment exercised by Management in determining the related accounting policy and estimates for fair value measurement.

How the critical audit matter was addressed in the audit

Our audit procedures related to renegotiation of the hydrological risk included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls related to the Management's process to measure the fair value of the intangible asset recognized.
- With the assistance of our specialists in technical accounting and audit standards, we:
 - Assessed the accounting policy and corresponding methodology defined by Management for fair value measurement (discounted cash flow).
 - Assessed the recognition period.
- With respect of the intangible asset recognized deriving from the renegotiation:
 - We evaluated the key business assumptions used in the discounted cash flow model, more specifically related to the projected revenue and estimated costs.
 - We evaluated the accounting for as intangible asset and the amount recognized in other operational income.

- We have evaluated the Company's disclosures for consistency.

/s/ DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.

Curitiba, Brazil

April 27, 2022

We have served as the Company's auditor since 2016.

Companhia Paranaense de Energia – Copel e Subsidiárias

Demonstrações Financeiras Consolidadas em 31 de dezembro de 2021 e 2020 e os anos encerrados de 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019 e o Relatório dos Auditores Independentes

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias**Balço Patrimonial Consolidado****Em 31 de dezembro de 2021 e 2020****Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**

ATIVO	NE nº	31.12.2021	31.12.2020
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5	3,472,845	3,222,768
Títulos e valores mobiliários	6	16,121	1,465
Cauções e depósitos vinculados		182	197
Clientes	7	4,433,193	3,768,242
Dividendos a receber		68,162	67,066
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	-	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	749,816	514,185
Estoques		197,779	162,791
Imposto de renda e contribuição social		151,912	86,410
Outros tributos a recuperar	13.2	1,508,864	1,565,323
Despesas antecipadas	14	53,649	36,987
		11,189,872	10,176,885
Ativos classificados como mantidos para venda	41	-	1,230,546
		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
Cauções e depósitos vinculados	22.1	142,764	133,521
Clientes	7	82,233	51,438
Repasso CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	-	1,104,835
Depósitos judiciais	16	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	916,606	845,460
Imposto de renda e contribuição social		153,850	137,778
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	963,259	1,191,104
Outros tributos a recuperar	13.2	3,143,546	4,539,498
Despesas antecipadas	14	27	44
		15,743,322	16,090,279
Investimentos	17	3,042,134	2,729,517
Imobilizado	18	10,142,591	9,495,460
Intangível	19	9,215,560	6,929,456
Direito de uso de ativos	28	204,056	132,521
		38,347,663	35,377,233
TOTAL DO ATIVO		49,537,535	46,784,664

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Balço Patrimonial Consolidado

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

PASSIVO	NE nº	31.12.2021	31.12.2020
CIRCULANTE			
Obrigações sociais e trabalhistas	20	604.810	684.046
Fornecedores	21	2.585.735	2.291.307
Imposto de renda e contribuição social		63.946	681.831
Outras obrigações fiscais	13.2	440.933	490.608
Empréstimos e financiamentos	22	579.770	717.677
Debêntures	23	2.144.485	1.881.411
Dividendos a pagar		330.947	991.887
Benefícios pós-emprego	24	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	47.240	41.193
Outras contas a pagar	29	370.383	235.400
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	7.294	121.838
		7.979.993	8.897.987
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	41	-	756.405
		7.979.993	9.654.392
NÃO CIRCULANTE			
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	594.810	622.483
Empréstimos e financiamentos	22	3.098.674	2.470.854
Debêntures	23	6.003.132	4.876.070
Benefícios pós-emprego	24	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	165.494	97.168
Outras contas a pagar	29	599.909	469.886
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	3.319.501	3.805.985
Provisões para litígios	30	1.597.365	1.555.704
		19.382.307	16.879.754
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Atribuível aos acionistas da empresa controladora			
Capital social	31.1	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	426.170	353.349
Reserva legal		1.457.087	1.209.458
Reserva de retenção de lucros		7.785.092	6.088.855
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas			
	31.4	1.368.675	1.507.449
Lucros acumulados			
		21.837.024	19.959.111
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	338.211	291.407
		22.175.235	20.250.518
TOTAL DO PASSIVO		49.537.535	46.784.664

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Demonstração de Resultado Consolidado

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	23.984.287	18.633.249	15.869.245
Custos Operacionais	33	(19.119.637)	(13.347.822)	(11.464.148)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		4.864.650	5.285.427	4.405.097
Outras Receitas (Despesas) Operacionais				
Despesas com vendas	33	(194.998)	(159.825)	(175.772)
Despesas gerais e administrativas	33	(924.561)	(809.408)	(711.289)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	33	1.570.543	-	-
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	(235.910)	(256.475)	(322.506)
Resultado da equivalência patrimonial	17	366.314	193.547	106.757
		581.388	(1.032.161)	(1.102.810)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		5.446.038	4.253.266	3.302.287
Resultado Financeiro	34			
Receitas financeiras		932.049	1.839.668	729.506
Despesas financeiras		(1.259.410)	(973.397)	(1.184.870)
		(327.361)	866.271	(455.364)
LUCRO OPERACIONAL		5.118.677	5.119.537	2.846.923
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3			
Imposto de renda e contribuição social		(469.226)	(1.260.469)	(416.687)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(790.406)	(24.896)	(258.974)
		(1.259.632)	(1.285.365)	(675.661)
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		3.859.045	3.834.172	2.171.262
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	41	1.189.557	75.578	(108.393)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		5.048.602	3.909.750	2.062.869
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		3.767.197	3.823.981	2.078.267
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		1.185.376	80.221	(88.321)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	17.2.2	96.029	5.548	72.923
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	0,72523
Ações preferenciais classe "A"		1,41173	1,76982	0,89086
Ações preferenciais classe "B"		1,50668	1,46773	0,79778
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.3			
Ações ordinárias		1,61429	1,36229	0,69440
Ações preferenciais classe "A"		1,86252	1,80062	0,85790
Ações preferenciais classe "B"		1,95747	1,49582	0,76388

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias**Demonstração de Resultado Abrangente Consolidado****Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019****Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**

	NE nº	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		5.048.602	3.909.750	2.062.869
Itens que não serão reclassificados para o resultado	31.2			
Ganhos (perdas) com passivos atuariais				
Benefícios pós-emprego		246.626	(271.345)	(186.628)
Tributos sobre outros resultados abrangentes		(93.881)	92.190	63.444
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		152.745	(179.155)	(123.184)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		5.201.347	3.730.595	1.939.685
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		3.919.798	3.645.033	1.950.810
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		1.185.376	80.221	(88.321)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade		96.173	5.341	37.095

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidado
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	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	Lucros acumulados			
Saldo em 1º de janeiro de 2019		7.910.000	806.220	(20.610)	914.751	6.422.564	-	-	16.032.925	303.289	16.336.214
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.989.946	1.989.946	72.923	2.062.869
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos (perdas) atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	(122.583)	-	-	-	-	(122.583)	(601)	(123.184)
Ganho (perda) com variação de participação em Controlada	31.2	-	-	(4.874)	-	-	-	-	(4.874)	4.874	-
Resultado abrangente total do exercício		-	-	(127.457)	-	-	-	1.989.946	1.862.489	77.196	1.939.685
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(66.226)	-	-	-	-	66.226	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2	2.890.000	-	-	-	(2.890.000)	-	-	-	(3.335)	(3.335)
Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-	(7.838)	(7.838)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	99.497	-	-	(99.497)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	31.4	-	-	-	-	-	-	(643.000)	(643.000)	-	(643.000)
Dividendos	31.4	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.514)	(23.514)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.313.675	-	(1.313.675)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2019		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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Demonstração de Fluxo de Caixa Consolidado

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade		3.859.045	3.834.172	2.171.262
Lucro líquido do exercício proveniente de operações descontinuadas		1.189.557	75.578	(108.393)
Lucro líquido do exercício		5.048.602	3.909.750	2.062.869
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		622.680	456.456	760.727
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	(134.482)	(94.307)	(91.404)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	(1.084.986)	(777.670)	(501.566)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	13.2.1	(21.640)	(1.755.112)	(105.184)
Imposto de renda e contribuição social	13.3	469.226	1.260.469	416.687
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	790.406	24.896	258.972
Resultado da equivalência patrimonial		(303.137)	(193.547)	(106.757)
Apropriação de obrigações de benefícios pós emprego	24.4	246.812	224.478	238.552
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	194.016	148.019	130.678
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	(142.642)	(57.341)	(36.646)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	(2.502.324)	(746.052)	(25.057)
Depreciação e amortização	33	1.082.539	1.009.912	950.726
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	240.787	237.294	260.051
Resultado da repactuação do risco hidrológico - GSF	33	(1.570.543)	-	-
Resultado da combinação de negócios realizada com permuta de ativos - mais valia		-	-	1.414
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		(722)	(722)	1.536
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	32.1 e 33.1	35.818	(137.463)	(204.876)
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	146
Baixas de ativos de contrato	11.1 e 11.3	7.155	35.590	7.949
Resultado das baixas de imobilizado		40.305	5.195	15.287
Resultado das baixas de intangíveis	19.1 a 19.4	30.623	52.811	26.368
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	28.1 e 28.2	(177)	(314)	(31)
Lucro líquido do período das operações descontinuadas	41	(1.189.557)	-	-
		1.879.180	3.577.975	4.060.441
Redução (aumento) dos ativos				
Clientes		(210.965)	(175.049)	243.617
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		82.937	53.952	36.732
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	1.646.614	300.025	278.586
Depósitos judiciais		(87.866)	16.729	45.482
Ativos financeiros setoriais	9.2	1.509.802	979.642	277.265
Outros créditos		(129.814)	(13.898)	(59.793)
Estoques		(30.699)	(40.035)	(13.662)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(267.179)	123.582	(37.226)
Outros tributos a recuperar		(64.130)	74.125	(20.350)
Despesas antecipadas		(16.621)	(3.473)	10.450
Partes Relacionadas		-	-	(602)
		2.432.079	1.315.600	760.499
Aumento (redução) dos passivos				
Obrigações sociais e trabalhistas		17.224	347.002	52.792
Fornecedores		(53.298)	292.108	263.346
Outras obrigações fiscais		834.358	(79.053)	(132.423)
Benefícios pós-emprego	24.4	(198.626)	(197.143)	(199.007)
Encargos setoriais a recolher		164.674	5.204	(51.442)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	(246.744)	(153.729)	(91.306)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	(88.430)	(74.931)	(70.569)
Outras contas a pagar		21.828	117.610	(51.095)
Provisões para litígios quitadas		(207.877)	(167.316)	(366.066)
		243.109	89.752	(645.770)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
		4.554.368	4.983.327	4.175.170
Imposto de renda e contribuição social pagos		(659.318)	(636.420)	(560.692)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(193.421)	(183.391)	(325.677)
Encargos de debêntures pagos	23.2	(343.903)	(386.281)	(664.247)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(6.514)	(6.679)	(8.356)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE				
		3.351.212	3.770.556	2.616.198
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
	41	35.620	170.288	328.808
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
		3.386.832	3.940.844	2.945.006

(continua)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Demonstração de Fluxo de Caixa Consolidado

Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(54.120)	(48.238)	45.170	
Aquisições de ativos de contrato		(1.482.785)	(1.236.999)	(938.026)	
Aquisições de controladas - efeito no caixa	1.2	(501.886)	-	(123.794)	
Aportes em investimentos	17.1	(30.970)	(72.439)	(133.874)	
Redução de capital em investidas	17.1	-	228	35.035	
Aquisições de imobilizado		(338.137)	(226.325)	(367.883)	
Aquisições de intangível		(4.546)	(10.225)	(4.711)	
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(2.412.444)	(1.593.998)	(1.488.083)	
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS		41	2.444.352	(73.573)	(175.568)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		31.908	(1.667.571)	(1.663.651)	
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	134.313	263.000	796.296	
Custos de transação na captação de empréstimos e financiamentos	22.4	(1.647)	-	-	
Ingressos de debêntures emitidas	23.2	3.000.000	-	2.755.028	
Custos de transação na emissão de debêntures	23.2	(35.030)	-	-	
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	(202.577)	(248.863)	(1.655.065)	
Amortizações de principal de debêntures	23.2	(1.852.048)	(1.036.490)	(1.977.125)	
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(51.270)	(46.365)	(27.490)	
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(3.874.318)	(626.357)	(380.421)	
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(2.882.577)	(1.695.075)	(488.777)	
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS		41	(1.850)	(20.038)	200.740
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(2.884.427)	(1.715.113)	(288.037)	
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		534.313	558.160	993.318	
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	3.222.768	2.941.727	1.948.409	
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	3.472.845	3.222.768	2.515.179	
Variação de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas	41	284.236	277.119	426.548	
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		534.313	558.160	993.318	

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia), com sede na Rua José Izidoro Biazetto, 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 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 IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do IAS 38, 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 IAS 38, o ativo constituído pela repactuação do risco não hidrológico, é reconhecido ao valor justo, considerando

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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” como uma recuperação de custos, no montante de R\$ 1.570.543 com impacto positivo no seu resultado operacional 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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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)		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 Paraíba 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltaia 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
Matrinchá Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaba 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	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 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	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 aumentaria em R\$ 78.071, totalizando R\$ 24.062.358, e o lucro líquido do exercício aumentaria em R\$ 45.792, totalizando R\$ 5.094.394.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias		Participação %	Vencimento
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Ejeor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Santa Clara	70	10.05.2040
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I	70	19.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	21.09.2037
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60,9% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	06.07.2024
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

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

Usina Hidrelétrica - UHE

Pequena Central Hidrelétrica - PCH

Usina Termelétrica - UTE

Usina Eólioelétrica - 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 Iguçu - 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 Cerquillo III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	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 Iguçu - Realeza LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba SE Medianeira 230/138 kV SE Curitiba Centro 230/138 kV SE Andirá Leste 230/138 kV	100	07.04.2046	2026
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012: LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012: LT 230 kV Umuarama - Guaíra LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV	49	10.05.2042
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012: LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012: 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	49	10.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012: LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimondo II SE Marimondo II 500 kV	49	10.05.2042
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013: LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	02.05.2043
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014: LT 500 kV Itatiba - Bateias LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV SE Itatiba 500 kV SE Fernão Dias 500/440 kV	50,1	14.05.2044
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

(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 consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (*International Financial Reporting Standards - IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*.

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 27.04.2022.

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 Companhia. 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 com uma possibilidade razoável de levar a ajustes significativos nos 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 e 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 não possui 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 não é relevante.

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 patrocina 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 Normas 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 das normas: IFRS 16, IFRS 4, IAS 39, IFRS 7 e IFRS 9 em decorrência da definição do termo “Reforma da Taxa de Juros de Referência - Fase 2”;
- (ii) Alteração do IFRS 16 - concessões de aluguel relacionadas à Covid-19.

4.19 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir dos exercícios de 2022 e de 2023 estarão vigentes as alterações nas seguintes normas:

- (i) IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso (a partir de 1º.01.2022);
- (ii) IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido (a partir de 1º.01.2022);

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- (iii) 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 IFRS 1, IFRS 9, IFRS 16 e IAS 41 – Agricultura (a partir de 1º.01.2022);
- (v) IAS 1: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes (a partir de 1º.01.2023);
- (vi) IFRS 17: nova norma para contratos de seguros, em substituição ao IFRS 4 (a partir de 1º.01.2023);
- (vii) IAS 1 e expediente prático 2 do IFRS: alteração nas divulgações de políticas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (viii) IAS 8: atualização das definições de estimativas contábeis (a partir de 1º.01.2023);
- (ix) 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) IFRS 10 e 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

	31.12.2021	31.12.2020
Caixa e bancos conta movimento	231.372	228.711
Aplicações financeiras de liquidez imediata	3.241.473	2.994.057
	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 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 possui 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Categoria	Indexador	31.12.2021	31.12.2020
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	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	-
		361.058	300.530
	Circulante	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

	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
	Circulante			4.433.193	3.768.242
	Não circulante			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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	Saldo em 1º.01.2019	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2019	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2020	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2021
Consumidores												
Residencial	21.722	71.794	(51.692)	41.824	65.937	(60.365)	-	47.396	117.928	(115.056)	-	50.268
Industrial	87.197	33.772	(23.015)	97.954	22.487	(31.575)	-	88.866	20.413	(66.848)	-	42.431
Comercial	69.717	27.866	(26.658)	70.925	29.092	(31.294)	-	68.723	35.628	(46.057)	-	58.294
Rural	3.810	1.499	(1.920)	3.389	4.788	(4.240)	-	3.937	6.407	(7.384)	-	2.960
Poder público	4.874	435	(419)	4.890	9	(1.815)	-	3.084	184	(2.887)	-	381
Iluminação pública	120	(117)	-	3	20	(15)	-	8	11	(8)	-	11
Serviço público	199	145	(79)	265	124	(246)	-	143	(16)	(154)	-	(27)
Não faturado - cativos	1.502	(322)	-	1.180	409	-	-	1.589	885	-	-	2.474
Ajuste a valor presente	(2.883)	1.442	-	(1.441)	791	-	-	(650)	(854)	-	-	(1.504)
	186.258	136.514	(103.783)	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	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.474	11.608	(657)	20.425	392	(284)	-	20.533	1.224	(1.994)	-	19.763
	129.139	11.608	(657)	140.090	392	(284)	-	140.198	1.224	(1.994)	-	139.428
Telecomunicações	3.879	13.292	(12.022)	5.149	3.609	(6.260)	(2.498)	-	3.042	(3.153)	111	-
Distribuição de gás	12.112	1.063	(647)	12.528	238	(509)	-	12.257	(2.611)	239	-	9.885
	331.388	162.477	(117.109)	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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

8.1 Mutação do CRC

Saldo em 1.01.2020	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2020	Juros	Variacão 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 Composi o dos saldos de ativos e passivos financeiros setoriais líquidos por ciclo tarifário

	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
Sobrecontrata�o	-	-	78.836	78.836
Risco hidrológico	-	-	(143.147)	(143.147)
Devolu�oes 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	-	-
Sobrecontrata�o	(62.531)	(62.531)	-	-
Risco hidrológico	(183.739)	(183.739)	-	-
Devolu�oes 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	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)	-
Proinfa	-	-	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	-	-	-
Proinfa	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)	-

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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)						-

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

	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	4.515
	Não circulante 2.261.684	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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11 Ativos de contrato

	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	285.682
	Não circulante 6.739.560	5.207.115

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

	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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- 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

	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)	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	42.509	36.855
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	33.107	28.657
Adiantamento a empregados	20.141	17.785
Adiantamento a fornecedores (b)	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	88.862	63.926
	1.666.422	1.359.645
	Circulante	749.816
	Não circulante	916.606
		514.185
		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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	Saldo em 1º.01.2020	Reconhecido no resultado	Reclassifi- cação (b)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2020	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reclassifi- cação (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
<i>Impairment</i>	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)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 27.04.2022.

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:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Ativo	Passivo
2022	388.826	(161.407)
2023	144.103	(268.255)
2024	145.942	(273.502)
2025	105.389	(194.576)
2026	98.634	(167.543)
2027 a 2029	226.560	(419.476)
2030 a 2031	931.163	(957.427)
	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

	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)	2.967.756	4.421.403
Outros tributos a compensar	33.839	33.719
	3.143.546	4.539.498
Passivo circulante		
ICMS a recolher	290.627	201.138
PIS/Pasep e Cofins a recolher	42.340	179.133
IRRF sobre JSCP	33.592	43.950
Programa Especial de Regularização Tributária	52.168	50.565
Outros tributos	22.206	15.822
	440.933	490.608
Passivo não circulante		
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	220.108	209.145
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	369.526	408.738
Outros tributos	5.176	4.600
	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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(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)
EFETO 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)
EFETO 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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Lucro antes do IRPJ e CSLL	5.118.677	5.119.537	2.846.923
IRPJ e CSLL (34%)	(1.740.350)	(1.740.643)	(967.954)
Efeitos fiscais sobre:			
Equivalência patrimonial	124.547	65.806	36.297
Juros sobre o capital próprio	226.928	276.808	222.848
Dividendos	437	243	192
Despesas indedutíveis	(25.336)	(17.133)	(15.274)
Incentivos fiscais	43.720	28.572	17.804
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	(29.002)	(39.421)	(48.892)
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	72.175
Outros	4.063	19.161	7.143
IRPJ e CSLL correntes	(469.226)	(1.260.469)	(416.687)
IRPJ e CSLL diferidos	(790.406)	(24.896)	(258.974)
Alíquota efetiva - %	24,6%	25,1%	23,7%

14 Despesas Antecipadas

	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	53.649
	Não circulante	27
		36.987
		44

15 Dividendos a receber

	31.12.2021	31.12.2020
Empreendimentos controlados em conjunto		
Matrinchã	10.091	34.460
Guaraciaba	27.198	16.281
Outros	30.761	15.828
	68.050	66.569
Coligadas e outros investimentos temporários	112	497
	112	497
	68.162	67.066

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

16 Depósitos Judiciais

	31.12.2021	31.12.2020
Fiscais (16.1)	405.739	346.659
Trabalhistas	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	3.304	183
	591.131	486.746

16.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado, 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 Mutação dos investimentos

	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)							
Voltaia São Miguel do Gostoso I	107.721	1.269	-	-	-	-	108.990
Voltaia 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
Matrinchá	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.
AFAC - Adiantamento para Futuro Aumento de Capital
JSCP - juros sobre capital próprio

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado	Saldo em	Equivalência	Aporte	Redução	Amorti-	Dividendos	Outros	Saldo em
	1º.01.2020	patrimonial	e/ou	de	zação	e JSCP	(a)	31.12.2020
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	110.099	(2.378)	-	-	-	-	-	107.721
Voltaia 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
Matrinchá	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

	Compagás			Elejor			UEG Araucária		
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO									
Receita operacional líquida	783.277	535.206	866.884	171.263	194.849	218.421	2.250.577	589.909	52.216
Custos e despesas operacionais	(654.643)	(452.495)	(662.306)	(86.871)	(67.323)	(86.237)	(1.879.198)	(647.516)	(131.596)
Resultado financeiro	9.817	(764)	43.186	(171.888)	(172.049)	(92.728)	8.952	203	832
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	-	916
Tributos	(38.860)	(22.967)	(74.791)	33.061	15.154	(13.331)	(42.248)	(19.920)	(22.703)
Lucro (prejuízo) do período	99.591	58.980	172.973	(54.435)	(29.369)	26.125	338.083	(77.324)	(100.335)
Outros resultados abrangentes	294	(343)	(1.277)	-	-	-	-	(205)	132
Resultado abrangente do período	99.885	58.637	171.696	(54.435)	(29.369)	26.125	338.083	(77.529)	(100.203)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA									
Fluxo de caixa das atividades operacionais	178.800	101.708	54.760	127.510	22.097	51.839	312.676	23.491	(57.585)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(14.273)	(17.120)	(17.531)	(31.095)	(208)	(314)	(14.579)	1.317	(1.945)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(64.545)	(115.625)	14.312	-	(8.151)	(56.533)	(64.331)	32.879	45.133
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	99.982	(31.037)	51.541	96.415	13.738	(5.008)	233.766	57.687	(14.397)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	110.659	141.696	90.155	51.616	37.878	42.886	64.806	7.119	21.516
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	210.641	110.659	141.696	148.031	51.616	37.878	298.572	64.806	7.119
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	99.982	(31.037)	51.541	96.415	13.738	(5.008)	233.766	57.687	(14.397)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Total
Em 1º.01.2019	212.962	16.193	74.134	303.289
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	84.758	7.838	(19.673)	72.923
Outros resultados abrangentes	(626)	-	25	(601)
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(3.335)	-	(3.335)
Dividendos	(23.514)	(7.838)	-	(31.352)
Ganho com variação de participação em Controlada	-	-	4.874	4.874
Em 31.12.2019	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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltaíia	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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	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
Saldos em 31.12.2019								
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	25.180	44.264	250.188	111.912	198.573	357.522	138.259
Custos e despesas operacionais	(111)	(5.481)	(5.672)	(70.886)	(29.067)	(30.560)	(384.228)	(5.360)
Resultado financeiro	146	(4.557)	(6.594)	(59.794)	(42.548)	(54.154)	(99.186)	(46.190)
Equivalência patrimonial	(7.080)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(5)	(5.348)	(8.904)	(33.103)	(2.926)	(47.024)	42.627	(29.498)
Lucro (prejuízo) do período	(7.050)	9.794	23.094	86.405	37.371	66.835	(83.265)	57.211
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(7.050)	9.794	23.094	86.405	37.371	66.835	(83.265)	57.211

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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
Participação na coligada - %	23,03	23,03	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	27.057	28.147	19.102	9.986

	Dona Francisca			Foz do Chopim		
	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	66.797	70.314	70.717	60.943	55.740	56.929
Custos e despesas operacionais	(26.605)	(26.171)	(25.957)	(10.775)	(21.260)	(16.278)
Resultado financeiro	(664)	208	475	(1.703)	(5.527)	621
Provisão para IR e CSLL	(2.298)	(2.343)	(2.454)	(2.060)	(2.035)	(2.346)
Lucro líquido do período	37.230	42.008	42.781	46.405	26.918	38.926
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	37.230	42.008	42.781	46.405	26.918	38.926

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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	Saldo em 1º.01.2021	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transferências	Efeito da aquisição do Complexo Vilas (NE nº 1.2)	Alienação Copel Telecom (NE nº 41)	Saldo em 31.12.2021
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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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				
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul				
	51,0			
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 na norma IAS 36 e da mensuração do valor em uso, foram testadas as unidades geradoras de caixa do segmento geração.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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*.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 custo variável unitário (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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VRVC-1	VRVC-1 (5% Variação)	VRVC-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%	-
Apucaraniha	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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	31.12.2019
Taxas médias do segmento de geração (18.6.1)			
Equipamento geral	6,25	6,26	6,33
Máquinas e equipamentos	3,68	3,39	3,67
Geradores	3,42	3,73	3,38
Reservatórios, barragens e adutoras	2,56	2,68	2,50
Turbina hidráulica	2,90	2,93	0,29
Turbinas a gás e a vapor	-	2,00	2,00
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	4,98	4,94	5,49
Edificações	3,15	3,15	-
Taxas médias para ativos da Administração central			
Edificações	3,33	3,35	3,35
Máquinas e equipamentos de escritório	6,27	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,30	6,25	6,25
Veículos	14,29	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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível	Obrigações especiais	Total
	em serviço	em serviço	
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

	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização/ ágio	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 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	31.12.2021	31.12.2020
Obrigações sociais		
Impostos e contribuições sociais	46.245	42.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	17.792	29.742
	64.037	72.490
Obrigações trabalhistas		
Férias	107.471	100.175
Provisões por desempenho e participação nos lucros	364.701	483.110
Programa de desligamentos voluntários	68.601	28.071
Outros	-	200
	540.773	611.556
	604.810	684.046

21 Fornecedores

Consolidado	31.12.2021	31.12.2020
Energia elétrica	1.303.386	1.393.899
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	2.291.307
	Não circulante	145.145

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado												
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
MOEDA ESTRANGEIRA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
Par Bond	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (22.1).	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	89.058	82.933
Discount Bond				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	1,0625% + 0,20%	1,0625% + 0,20%	12.082	61.514	57.404
Total moeda estrangeira											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	640.177
											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	Jandaíra I	Implantação do Complexo Eólico de Jandaíra	Fiança bancária	31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	21.687	7.312	-
35202164527986	Jandaíra II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	56.421	18.424	-
35202162927987	Jandaíra III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.158	21.645	-
35202160027984	Jandaíra IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.421	22.058	-
35201915725525	Potiguar B141	Implantação do Complexo Eólico de Vilas	Cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão fiduciária de direitos do contrato de O&M; cessão fiduciária de direitos emergentes da autorização; penhor de ações; alienação fiduciária de máquinas e equipamentos do projeto; Fiança bancária de 100%; cessão fiduciária das Contas Reserva do serviço da dívida; cessão fiduciária da conta reserva de operação (O&M); Contrato de suporte de acionista	04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.138	94.781	-
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.213	94.809	-
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.138	94.453	-
35201910625534	Ventos de Vila Paraiba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323% a.a.	IPCA + 2,3323% a.a.	92.138	96.237	-
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865% a.a.	IPCA + 1,4865% a.a.	163.886	176.324	-
											626.043	-
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 renegocida 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)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	14.431	17.756		
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	36.593	41.405		
13211061		Implantação da UHE Colider.	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 Cerquillo 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		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 Iguaçu	22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	171.447	184.087			
19207901- A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE André Leste.	03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	185.532	158.351			
19207901- C+D+H+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguaçu - Realeza.	03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	162.773	110.699			
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			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											3.587.697	3.238.138	2.338.138	
												5.285	7.550	
												2.238.138	2.338.138	
												3.587.697	3.073.912	
												3.738.269	3.214.249	
												(59.825)	(25.718)	
												3.678.444	3.188.531	
												579.770	717.677	
												3.098.674	2.470.854	

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2023	565.417	(3.852)	561.565
2024	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
	3.153.908	(55.234)	3.098.674

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22.4 Mutações de empréstimos e financiamentos

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
Variação 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
Variação 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 contratou 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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
	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
Copel GeT	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.	Fidejussória	25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA + 8,3295%	290.000	284.483	322.110
	6ª (série 1)	(c)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	825.358	807.793
	6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE 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 FCH 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)	(c)	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) 2ª (série 2)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016 24.03.2016	192 192	15.07.2032 15.07.2032	Mensal Mensal	TJLP + 2,02% IPCA + 9,87%	TJLP + 2,02% IPCA + 10,92%	147.575 153.258	100.240 131.630	109.677 130.449
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% SELIC+2,17%	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	33.620	-	3.000 2.890
	3ª	(f)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	DI + spread 0,88%	5,68%	43.000	-	14.475
Dívida bruta											8.240.769	6.837.819	
(-) Custo de transação											(93.152)	(80.338)	
Dívida líquida											8.147.617	6.757.481	
Circulante											2.144.485	1.881.411	
Não Circulante											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 colocação, 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Em 1º.01.2020	8.429.710
Encargos e variação monetária	453.951
Amortização - principal	(1.046.295)
Pagamento - encargos	(422.295)
Reclassificação (a)	(657.590)
Em 31.12.2020	6.757.481
Ingressos	3.000.000
(-) Custos de transação	(35.030)
Encargos e variação monetária	658.653
Amortização - principal	(1.852.048)
Pagamento - encargos	(361.073)
Reclassificação (a)	(20.366)
Em 31.12.2021	8.147.617

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

23.3 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

A Copel emitiu 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

24.3 Balanço patrimonial e resultado do período

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

	31.12.2021	31.12.2020
Planos previdenciários	965	1.124
Planos assistenciais	1.294.209	1.492.490
	1.295.174	1.493.614
Circulante	68.836	69.231
Não circulante	1.226.338	1.424.383

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Empregados			
Planos previdenciários	59.052	57.977	60.754
Plano assistencial - pós-emprego	116.504	94.349	99.577
Plano assistencial - funcionários ativos	71.795	75.192	76.454
	247.351	227.518	236.785
Administradores			
Planos previdenciários	1.300	977	1.450
Plano assistencial	122	139	91
	1.422	1.116	1.541
	248.773	228.634	238.326

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

Em 1º.01.2020	1.194.936
Apropriação do cálculo atuarial	94.349
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	130.129
Ajuste referente a perdas atuariais	271.343
Amortizações	(197.143)
Em 31.12.2020	1.493.614
Apropriação do cálculo atuarial	116.504
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	130.308
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	(246.626)
Amortizações	(198.626)
Em 31.12.2021	1.295.174

24.5 Avaliação atuarial de acordo com o IAS 19

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:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 procedeu 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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, 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

24.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia 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 efetuou contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2021, 2020 e 2019 nos valores de R\$ 64.883, R\$ 67.515 e R\$ 70.564, 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

26.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

	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
Transferências	-	-	-	(616)	616	-
Recolhimentos	(33.388)	(16.698)	-	(21.589)	-	(71.675)
Conclusões (NE nº 12-a)	-	-	(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
Transferências	-	-	-	-	-	-
Recolhimentos	(51.305)	(25.650)	(15.966)	-	(56.176)	(149.097)
Conclusões (NE nº 12-a)	-	-	(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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	Reclassificação (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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

Em 1º.01.2020	96.604
Adições	103.571
Ajuste por remensuração	1.406
Encargos	10.528
Pagamento - principal	(51.761)
Pagamento - encargos	(7.577)
Baixas	(2.670)
Reclassificação (a)	(11.740)
Em 31.12.2020	138.361
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas	22.381
Adições	98.265
Ajuste por remensuração	13.615
Encargos	13.459
Pagamento - principal	(53.120)
Pagamento - encargos	(7.145)
Baixas	(14.799)
Reclassificação (a)	1.717
Em 31.12.2021	212.734
	Circulante 47.240
	Não circulante 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

28.5 Recebíveis de arrendamentos

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	235.400
	Não circulante	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 responde 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 responde 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

30.1 Mutações das provisões para litígios

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)	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)	-	-	-	5.902	
	644.483	137.913	(29.919)	8.434	49.714	(103.153)	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)	1.597.365	

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros (a)	Saldo em 31.12.2020
		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)	66.725	
	175.790	50.813	(49.381)	-	-	(244)	173.873	
Trabalhistas	673.062	102.315	(4.297)	-	-	(145.228)	596.248	
Benefícios a empregados	86.297	11.439	(43.524)	-	-	(783)	52.401	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	336.962	94.500	(20.581)	-	-	(22.452)	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)	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)	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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Natureza	Descrição	Provisões para litígios		Passivo contingente	
		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
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	29.813	29.405	107.840	100.165
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	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.	39.352	37.317	122.314	116.920
		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).	569.756	596.248	291.633	348.463
Benefícios a empregados	Reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	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.	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 CEEE 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	-
		103.155	88.699	1.400.516	1.158.993

(continua)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Natureza	Descrição	Provisões para litígios		Passivo contingente	
		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 recorrível 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
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 exacerbe 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.	131.519	133.560	233.925	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	194.787	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
		706.191	644.483	3.248.466	3.116.877
		1.597.365	1.555.704	5.505.128	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:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

Em 1º.01.2020	591.927
Passivos atuariais	
Benefícios pós-emprego	(271.345)
Tributos sobre os ajustes	92.190
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	
Custo atribuído do imobilizado	(90.347)
Tributos sobre a realização dos ajustes	30.717
Atribuível aos acionistas não controladores	207
Em 31.12.2020	353.349
Passivos atuariais	
Benefícios pós-emprego	246.626
Tributos sobre os ajustes (a)	(93.881)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	
Custo atribuído do imobilizado	(70.569)
Tributos sobre a realização dos ajustes	23.994
Passivo atuarial - realização de investimento	(33.205)
Variação de participação societária em Controlada	
Atribuível aos acionistas não controladores	(144)
Em 31.12.2021	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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	31.12.2019
Base de cálculo para os dividendos			
Lucro líquido do exercício	4.952.573	3.904.202	1.989.946
Reserva legal (5%)	(247.629)	(195.210)	(99.497)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	46.575	59.630	66.226
	4.751.519	3.768.622	1.956.675
Dividendos propostos			
Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto (a)	522.809	807.500	643.000
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	643.000
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:			
Ações ordinárias	1.120.747	1.278.126	325.210
Ações preferenciais classe "A"	3.658	4.155	1.291
Ações preferenciais classe "B"	1.964.082	1.243.725	316.499
Valor bruto dos dividendos por ação:			
Ações ordinárias	1,06323	0,88128	0,22423
Ações preferenciais classe "A"	1,16956	1,27172	0,39466
Ações preferenciais classe "B"	1,16956	0,96941	0,24669
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 IAS16, 40 e IFRS 1, 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 IAS 16 - 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2021	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2020	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2019
Numrador 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	1.051.809	(44.707)	1.007.102
Ações preferenciais classe "A"	4.478	1.430	5.908	5.783	100	5.883	2.920	(111)	2.809
Ações preferenciais classe "B"	2.345.340	701.705	3.047.045	1.883.054	39.514	1.922.568	1.023.538	(43.503)	980.035
	3.767.197	1.185.376	4.952.573	3.823.981	80.221	3.904.202	2.078.267	(88.321)	1.989.946
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	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	3.273.682	3.273.682	3.273.682
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	1.282.969.268	1.282.969.268	1.282.969.268
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	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	0,72523	(0,03083)	0,69440
Ações preferenciais classe "A"	1,41173	0,45079	1,86252	1,76982	0,03080	1,80062	0,89086	(0,03391)	0,85790
Ações preferenciais classe "B"	1,50668	0,45079	1,95747	1,46773	0,03080	1,49852	0,79778	(0,03391)	0,76388

32 Receita Operacional Líquida

	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida		
						31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Fornecimento de energia elétrica	12.296.456	(909.527)	(2.465.992)	(1.683.260)	-	7.237.677	6.652.824	6.426.016
Suprimento de energia elétrica	7.034.152	(885.904)	(22.121)	(74.273)	-	6.051.854	3.779.830	2.865.866
Disponibilidade da rede elétrica	10.088.231	(707.904)	(2.334.029)	(1.751.224)	-	5.295.074	4.372.596	4.138.771
Receita de construção	1.951.559	-	-	-	-	1.951.559	1.414.067	1.132.884
Valor justo do ativo indenizável da concessão	142.642	-	-	-	-	142.642	57.341	36.646
Distribuição de gás canalizado	950.850	(75.357)	(162.710)	-	(516)	712.267	502.655	843.183
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.502.324	(231.465)	-	-	-	2.270.859	676.939	18.631
Outras receitas operacionais	358.997	(29.556)	(93)	-	(6.993)	322.355	366.434	407.248
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	15.869.245

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Fornecimento de energia elétrica	12.296.456	9.524.897	10.481.794
Residencial	4.098.156	3.098.969	3.336.432
Industrial	1.230.945	970.638	1.276.105
Comercial, serviços e outras atividades	2.202.475	1.701.260	2.179.510
Rural	873.560	613.419	631.527
Poder público	276.383	195.259	279.495
Iluminação pública	339.524	233.558	274.250
Serviço público	400.341	290.482	332.414
Consumidores livres	2.203.320	1.729.603	1.431.274
Doações e subvenções	671.752	691.709	740.787
Suprimento de energia elétrica	7.034.152	4.330.982	3.301.336
Contratos bilaterais	2.390.859	2.386.929	1.998.617
Contratos regulados	1.026.124	916.377	854.239
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	3.482.687	933.369	357.076
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	134.482	94.307	91.404
Disponibilidade da rede elétrica	10.088.231	8.780.612	8.270.996
Residencial	3.011.507	2.788.725	2.585.892
Industrial	1.456.377	1.273.320	1.280.168
Comercial, serviços e outras atividades	1.771.496	1.628.098	1.713.632
Rural	623.280	548.682	467.044
Poder público	205.247	180.814	217.027
Iluminação pública	213.433	205.904	206.492
Serviço público	214.501	195.597	174.414
Consumidores livres	1.440.922	1.164.020	1.052.535
Concessionárias e geradoras	79.493	61.720	62.414
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	1.071.975	733.732	511.378
Receita de construção	1.951.559	1.414.067	1.132.884
Concessão de distribuição de energia	1.700.889	1.154.488	904.023
Concessão de distribuição de gás canalizado	11.222	7.438	12.153
Concessão de transmissão de energia (a)	239.448	252.141	216.708
Valor justo do ativo indenizável da concessão	142.642	57.341	36.646
Distribuição de gás canalizado	950.850	679.304	1.003.790
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	2.502.324	746.052	25.057
Outras receitas operacionais	358.997	406.539	438.876
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	253.049	176.452	141.315
Valor justo na compra e venda de energia	-	137.463	204.876
Renda da prestação de serviços	91.932	44.182	51.780
Outras receitas	14.016	48.442	40.905
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	35.325.211	25.939.794	24.691.379
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.839.713)	(2.038.541)	(2.243.383)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)	-	810.563	105.184
(-) ICMS	(4.984.945)	(4.216.720)	(4.518.791)
(-) ISSQN	(7.509)	(4.504)	(3.333)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(3.508.757)	(1.857.343)	(2.161.811)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	23.984.287	18.633.249	15.869.245

(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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

32.2 Arrendamentos e aluguéis

32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Equipamentos e estruturas	251.953	175.673	140.053
Compartilhamento de instalações	738	415	1.046
Imóveis	358	364	216
	253.049	176.452	141.315

32.3 Encargos setoriais

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	1.737.716	1.530.998	1.654.157
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	1.480.361	81.159	280.286
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	191.006	144.474	127.432
Quota para reserva global de reversão - RGR	44.372	62.057	63.918
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	42.973	27.315	25.271
Taxa de fiscalização	12.329	11.340	10.747
	3.508.757	1.857.343	2.161.811

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:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra 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

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
		1.530.998

Resoluções	Período	31.12.2019
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Junho	1.269.498
(-) Liminares	Janeiro a Junho	(3.346)
		1.266.152
CONTA ENERGIA - ACR		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a Fevereiro	98.725
Resolução Homologatória nº 2.521/2019	Março a Agosto	296.174
Devolução - Despacho nº 2.755/2019		(46.722)
		348.177
CDE ENERGIA		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Março	41.431
(-) Liminares	Janeiro a Março	(1.603)
		39.828
		1.654.157

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%.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2019
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.105.274)	-	-	-	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.249.275)	-	-	-	(1.249.275)
Pessoal e administradores (33.2)	(945.312)	(13.937)	(366.133)	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(169.476)	(1.914)	(66.936)	-	(238.326)
Material	(74.071)	(253)	(5.873)	-	(80.197)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(49.352)	-	-	-	(49.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	(585.233)	-	-	-	(585.233)
Serviços de terceiros (33.3)	(371.835)	(7.711)	(146.462)	-	(526.008)
Depreciação e amortização	(892.813)	(3)	(43.190)	(14.720)	(950.726)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	120.689	(140.348)	-	(240.392)	(260.051)
Custo de construção (33.5)	(1.091.396)	-	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(50.800)	(11.606)	(82.695)	(67.394)	(212.495)
	(11.464.148)	(175.772)	(711.289)	(322.506)	(12.673.715)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.872.427	3.107.956	2.880.115
Itaipu Binacional	1.787.691	1.766.058	1.316.524
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.673.116	1.176.798	1.405.497
Contratos bilaterais	2.578.241	1.087.439	754.070
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	271.435	221.406	268.063
Micro e mini geradores	360.371	161.324	52.871
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)	(571.866)
	9.503.743	6.829.530	6.105.274

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

33.2 Pessoal e administradores

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Pessoal			
Remunerações	691.660	696.837	746.415
Encargos sociais	227.381	227.485	241.025
Auxílio alimentação e educação	102.957	107.052	113.021
Programa de desligamentos voluntários	139.232	66.905	43.517
	1.161.230	1.098.279	1.143.978
Administradores			
Honorários	18.118	18.465	19.867
Encargos sociais	3.832	3.233	5.745
Outros gastos	254	237	248
	22.204	21.935	25.860
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	367.423	481.681	155.544
	1.550.857	1.601.895	1.325.382

33.3 Serviços de terceiros

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Manutenção do sistema elétrico	319.162	206.688	164.510
Manutenção de instalações	103.726	97.889	102.295
Comunicação, processamento e transmissão de dados	64.772	42.244	51.919
Atendimento ao consumidor	60.205	54.713	35.548
Leitura e entrega de faturas	52.831	48.895	45.515
Consultoria e auditoria	38.832	41.043	20.456
Outros serviços	67.071	66.569	105.765
	706.599	558.041	526.008

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Provisão para litígios (a)	190.071	150.269	243.848
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)	(2.945)
Impairment de gás QNPR (quantidade paga e não retirada) (b)	15.688	-	-
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 18.4)	(147.938)	(37.609)	(117.744)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	181.023	128.466	140.348
Perdas estimadas em créditos tributários	4.547	(1.298)	(3.456)
Provisão para perdas em participações societárias	-	7.968	-
	240.787	237.294	260.051

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(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 a Petrobras 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

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Material	1.088.808	781.807	548.336
Serviços de terceiros	626.540	460.952	395.607
Pessoal	155.182	140.108	125.777
Outros (a)	29.314	34.637	21.676
	1.899.844	1.417.504	1.091.396

(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

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	85.545	63.841	103.737
Taxa de arrecadação	50.371	49.903	51.156
Indenizações	48.679	38.423	63.628
Tributos	43.308	37.847	28.651
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	41.152	22.136	12.829
Arrendamentos e aluguéis	21.067	9.705	8.536
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	(61)	44.020	38.151
Comunicação corporativa			
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	11.400	11.455	10.862
Talento Olímpico Paranaense - TOP	4.750	4.750	4.719
Patrocínio	897	1.126	2.460
Publicidade	11.953	9.598	7.206
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	(9.573)	40.471	(119.440)
	309.488	333.275	212.495

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

34 Resultado Financeiro

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Receitas financeiras			
Acréscimos moratórios sobre faturas	326.217	271.966	215.522
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	255.777	341.964	192.724
Renda de aplicações financeiras	163.888	80.704	119.622
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	35.902	20.168	47.378
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	30.043	42.729	26.332
Reconhecimento de crédito tributário (NE 13.2.1)	21.640	944.549	38.434
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	1.462
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	24.511	-
Outras receitas financeiras	125.594	160.100	121.283
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre Receita Financeira	(41.628)	(84.434)	(33.251)
	932.049	1.839.668	729.506
(-) Despesas financeiras			
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	855.814	607.569	853.880
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	200.629	192.848	100.455
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	58.814	75.478	29.547
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	34.382	27.748	71.549
Valor justo dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	20.401	-	1.203
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	14.814	12.550	24.570
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	3.744	62	5.753
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	1.787	-	8.495
Outras despesas financeiras	69.025	57.142	89.418
	1.259.410	973.397	1.184.870
Líquido	(327.361)	866.271	(455.364)

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 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 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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						
31.12.2021	GER	TRA								
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)	-	-	-	-	-	386.372	(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	(185.570)
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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Total
	GET	DIS	COM				
31.12.2021							
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
	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Total
	GET	DIS	COM				
31.12.2020							
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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- 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
Cientes (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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- 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) Não há risco considerando que o saldo foi quitado em 2021.
- 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 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 IFRS 7 - 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 IFRS 7 - 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2021	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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 madrugada. 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

O critério de eficiência em relação à gestão econômica-financeira não será cumprido quando não for alcançado o que está determinado na tabela abaixo ou, ainda, 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC) ^(d)	822.386	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 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 (R\$ 6.065.065 em 2020) para contratos de compra e de R\$ 7.881.880 (R\$ 6.634.477 em 2020) 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) 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 e 2020, 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	31.12.2021	31.12.2020
Empréstimos e financiamentos	3.738.269	3.168.710
Debêntures	8.240.769	8.540.366
(-) Caixa e equivalentes de caixa	3.472.845	3.222.768
(-) Títulos e valores mobiliários	361.058	300.530
Dívida líquida	8.145.135	8.185.778
Patrimônio líquido	22.175.235	20.250.518
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,37	0,40

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

37 Transações com Partes Relacionadas

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	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Controlador										
Estado do Paraná - dividendos			916.379	749.338	-	-	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	-	1.392.624	-	-	253.990	341.964	184.229	-	-	-
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	43.011	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c) (d)	-	2	938	855	18	48	-	(10.759)	(8.573)	(7.087)
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)	(175.461)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	-	5.890	-	-	-	(312)	(1.681)	(1.194)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	231.071	239.249	-	-	-	(32.249)	(25.891)	(28.240)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná										
Sanepar (c) (g)	-	223	436	582	2.164	4.956	4.710	(8.256)	(6.598)	(5.852)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	477	620	480	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto										
Voitália 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	2.792	(17.439)	(16.267)	(14.233)
Dividendos	2.150	4.443	-	-	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	183	160	-	-	-	(2.294)	(2.029)	(1.938)
Dividendos	2.274	3.806	-	-	-	-	-	-	-	-
Matrinchá Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	1.065	959	-	-	-	(13.442)	(11.259)	(10.137)
Dividendos	10.091	34.460	-	-	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	489	436	-	-	-	(6.185)	(5.348)	(4.853)
Dividendos	27.198	16.281	-	-	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	726	649	-	-	-	(9.170)	(8.141)	(6.514)
Dividendos	4.973	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	596	468	-	-	-	(6.569)	(5.912)	(5.403)
Dividendos	6.718	6.547	-	-	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	1.473	4.034	1.245	990	18.795	17.636	16.449	(12.390)	(7.636)	(340)
Dividendos	13.614	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coligadas										
Dona Francisca Energética S.A. (l)	15	13	2.745	1.436	164	162	145	(16.239)	(17.078)	(16.905)
Dividendos	86	97	-	-	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	518	216	-	-	3.010	2.675	2.538	-	-	-
Pessoal chave da administração										
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	-	(22.204)	(21.935)	(25.860)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	-	(1.422)	(1.116)	(1.560)
Outras partes relacionadas										
Fundação Copel (c)	-	40	-	-	173	315	285	-	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	84.367	1.836	-	-	-	(6.996)	(1.285)	(2.520)
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	746	(4.002)	(2.702)	(2.787)
Tecpar (c) (o)	-	11	-	-	2.056	862	-	-	-	-
Celepar (c) (p)	-	4	-	2	23	51	-	(9)	(50)	(5)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- 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 preencham 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- 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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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) Matrinchá 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 contrata 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\$ 48.068 em 31.12.2019) e R\$ 19.855 (R\$ 21.773 em 31.12.2020 e R\$ 52.446 em 31.12.2019), 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 e R\$ 13.237 em 31.12.2019), 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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 pela 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 a IFRS 5.

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Receita operacional líquida	228.379	355.843	375.028
Custos Operacionais	(19.266)	(100.684)	(296.028)
Lucro operacional bruto	209.113	255.159	79.000
Despesas com vendas	(16.745)	(31.244)	(31.286)
Despesas gerais e administrativas	(16.213)	(21.333)	(23.010)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(29.581)	(50.518)	(136.310)
	(62.539)	(103.095)	(190.606)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	146.574	152.064	(111.606)
Resultado Financeiro	(25.748)	(33.378)	(33.122)
Lucro (prejuízo) operacional	120.826	118.686	(144.728)
Imposto de renda e contribuição social	(47.648)	(43.108)	36.335
Lucro líquido do período da Copel Telecomunicações	73.178	75.578	(144.728)
Ganho na operação de venda de participação	1.723.913	-	-
Imposto de renda sobre ganho na operação de venda	(446.716)	-	-
Imposto de renda diferido sobre ganho na operação de venda	(160.818)	-	-
Lucro líquido do período da operação descontinuada	1.189.557	75.578	(144.728)

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Lucro líquido do período	1.189.557	75.578	(108.393)
Ajustes ao lucro	(803.687)	282.914	419.093
Variações de ativos e passivos	(19.255)	(16.958)	(38.821)
Impostos e encargos pagos	(18.044)	(73.050)	(51.464)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	348.571	268.484	220.415
Aquisições de imobilizado e intangível	(62.485)	(73.573)	(175.569)
Recebimento Alienação Copel Telecom	2.506.837	-	-
Fluxo de caixa das atividades de investimento	2.444.352	(73.573)	(175.569)
Emissão de Debêntures	-	-	210.000
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	(1.850)	(20.038)	(9.260)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(1.850)	(20.038)	200.740
Variação no caixa e equivalentes de caixa	2.791.073	174.873	245.586

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. Quando do recebimento do montante declarado a Copel DIS fará a baixa contábil do ativo financeiro setorial registrado.

43 Informações financeiras individuais condensadas da Companhia Paranaense de energia - Copel

Para atender os requisitos da Norma 12-04 do Regulamento S-X da Securities and Exchange Commission (“SEC”), a Administração incorporou as informações financeiras individuais condensadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel nestas demonstrações financeiras, como parte do Formulário 20 - F. Estas informações foram preparadas considerando as mesmas políticas contábeis descritas nas NE nºs 3 e 4 das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(a) Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e 2020

Ativos	31.12.2021	31.12.2020
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	626.052	42.700
Títulos e valores mobiliários	91	90
Dividendos a receber	1.558.212	1.290.114
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	287.789
Outros créditos	1.150	1.025
Imposto de renda e contribuição social	3.991	12.171
Despesas antecipadas	528	150
Partes relacionadas	5.374	40.298
	2.195.398	1.674.337
Ativos classificados como mantidos para venda	-	758.742
	2.195.398	2.433.079
Não Circulante		
Outros investimentos temporários	19.985	22.385
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	1.104.835
Depósitos judiciais	131.519	125.738
Outros créditos	7.658	7.443
Imposto de renda e contribuição social	30.000	117.682
Imposto de renda e contribuição social diferidos	165.484	282.132
Outros tributos a recuperar	38.659	88.331
Partes relacionadas	150.572	140.337
	543.877	1.888.883
Investimentos	21.144.478	18.807.102
Imobilizado	4.112	2.725
Intangível	3.473	2.041
Ativo de Direito de Uso	3.165	962
	21.699.105	20.701.713
Total do Ativo	23.894.503	23.134.792

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Passivo	31.12.2021	31.12.2020
Circulante		
Obrigações sociais e trabalhistas	36.454	16.759
Partes relacionadas	2.292	283.650
Fornecedores	3.353	3.184
Imposto de renda e contribuição social	1.813	-
Outras obrigações fiscais	34.956	952
Empréstimos e financiamentos	321.157	512.086
Debêntures	501.716	301.972
Dividendos a pagar	260.995	944.274
Benefícios pós-emprego	229	226
Passivo de arrendamentos	301	279
Outras contas a pagar	548	567
	1.163.814	2.063.949
Não Circulante		
Partes relacionadas	5.851	5.851
Outras obrigações fiscais	3.260	2.978
Empréstimos e financiamentos	468.970	266.682
Debêntures	-	499.317
Benefícios pós-emprego	13.922	9.929
Passivo de arrendamentos	2.957	707
Outras contas a pagar	50.943	1.936
Provisões para litígios	347.762	324.332
	893.665	1.111.732
Patrimônio líquido		
Capital social	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	426.170	353.349
Reserva legal	1.457.087	1.209.458
Reserva de retenção de lucros	7.785.092	6.088.855
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	1.368.675	1.507.449
	21.837.024	19.959.111
Total do Passivo	23.894.503	23.134.792

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(b) Demonstração do Resultado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Receitas (Despesas) Operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(126.172)	(79.762)	(59.907)
Outras receitas (despesas), líquidas	(86.344)	(24.423)	1.244
Resultado da equivalência patrimonial	3.689.345	3.551.254	2.177.629
	3.476.829	3.447.069	2.118.966
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	3.476.829	3.447.069	2.118.966
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	304.809	335.485	209.679
Despesas financeiras	(112.332)	(86.076)	(235.033)
	192.477	249.409	(25.354)
Lucro Operacional	3.669.306	3.696.478	2.093.612
Imposto de renda e contribuição social			
Imposto de renda e contribuição social	67.641	-	(21.195)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	30.250	127.503	5.850
	97.891	127.503	(15.345)
Lucro líquido do exercício	3.767.197	3.823.981	2.078.267
Operações descontinuadas			
Lucro líquido do período proveniente de operações descontinuadas	1.185.376	80.221	(88.321)
Lucro líquido do período	4.952.573	3.904.202	1.989.946
Lucro líquido proveniente de operações continuadas básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora - em reais			
Ações ordinárias	1,20448	1,33430	0,72523
Ações preferenciais classe "A"	1,41173	1,76982	0,89086
Ações preferenciais classe "B"	1,50668	1,46773	0,79778
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora - em reais			
Ações ordinárias	1,61429	1,36229	0,69440
Ações preferenciais classe "A"	1,86252	1,80062	0,85790
Ações preferenciais classe "B"	1,95747	1,49852	0,76388

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

(c) Demonstração do Resultado Abrangente para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	4.952.573	3.904.202	1.989.946
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados para o resultado			
Ganhos (perdas) com passivos atuariais			
benefícios pós-emprego	(3.257)	(779)	(3.371)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial	154.751	(178.434)	(120.358)
Tributos sobre outros resultados abrangentes	1.107	265	1.146
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado			
Perda com variação de participação em Controlada	-	-	(4.874)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	152.601	(178.948)	(127.457)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	5.105.174	3.725.254	1.862.489

(d) Demonstração do Fluxo de Caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	2.892.312	761.050	688.443
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Aplicações financeiras	2.399	5.349	115.376
Empréstimos concedidos a partes relacionadas	-	(40.000)	(24.410)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas	33.899	7.015	24.512
Aportes de investimentos	(503.202)	(68.127)	(271.968)
Redução de capital em investidas	82.330	228	-
Aquisições de imobilizado	(1.847)	(1.800)	(285)
Aquisições de Intangível	(1.771)	(1.045)	(271)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento provenientes de operações em continuidade	(388.192)	(98.380)	(157.046)
Caixa líquido gerado pelas atividades de investimento provenientes de operações descontinuadas	2.506.837	-	-
Caixa líquido gerado (utilizado) pelas atividades de investimento	2.118.645	(98.380)	(157.046)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Ingressos de debêntures emitidas	-	-	500.000
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas	-	280.000	48.000
Amortização de principal de empréstimos e financiamentos	-	(38.500)	(115.500)
Amortização de principal de debêntures	(300.000)	(300.000)	(853.400)
Amortização de principal de mútuos obtidos com partes relacionadas	(280.000)	-	(48.000)
Amortização de principal de passivo de arrendamentos	(317)	(329)	(141)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(3.847.288)	(586.445)	(352.055)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	(4.427.605)	(645.274)	(821.096)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	583.352	17.396	(289.699)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	42.700	25.304	315.003
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	626.052	42.700	25.304
Variação no caixa e equivalentes de caixa	583.352	17.396	(289.699)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Informações adicionais relacionadas à Companhia Paranaense de Energia - Copel são apresentadas a seguir:

- **Partes Relacionadas** - A Copel apresenta os seguintes saldos com partes relacionadas:

	31.12.2021	31.12.2020
Ativos		
Copel Distribuição (a)	150.572	140.337
UEG Araucária - mútuo	-	33.572
Compartilhamento de estrutura	5.374	6.726
	155.946	180.635
Passivos		
Copel CTE - Mútuo	-	282.817
Compartilhamento de estrutura	2.292	833
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851
	8.143	289.501

(a) Copel DIS - Financiamento repassado - STN

A Copel 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 Companhia.

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 (NE nº 22.1).

- **Investimentos** - Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, os investimentos em subsidiárias são compostos da seguinte forma:

	31.12.2021	31.12.2020
Copel Geração e Transmissão	12.662.224	10.732.734
Copel Distribuição	7.558.556	7.212.915
Copel Telecomunicações	-	757.799
Copel TEL - Reclassificação (a)	-	(758.742)
Copel Energia	389.863	356.922
Compagas	259.031	252.481
UEG Araucária	109.737	48.355
Other investments	10.744	50.328
	20.990.155	18.652.792

(a) Reclassificação de ativos disponíveis para venda.

As informações referentes às controladas em conjunto, coligadas e outros investimentos estão apresentadas na NE nº 17.1 – Mutação dos investimentos.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- **Dividendos a receber** - Os dividendos a receber são detalhados a seguir:

	31.12.2021	31.12.2020
Controladas e subsidiárias		
Copel Geração e Transmissão	638.378	769.108
Copel Distribuição	824.833	440.368
Copel Comercialização	20.785	29.803
Compagas	65.821	43.164
UEG Araucária	7.251	6.143
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Voltália	1.032	1.032
Dona Francisca	86	97
Outros investimentos	26	399
	1.558.212	1.290.114

- **Provisão para litígios** - A Copel registrou provisões para litígios, conforme quadro a seguir:

	31.12.2021	31.12.2020
Regulatórias	25.174	21.373
Trabalhistas	2.437	2.466
Benefícios a empregados	587	-
Cíveis	175.356	163.940
Fiscais	144.208	136.553
	347.762	324.332

- **Restrição à transferência de fundos de subsidiárias** - As subsidiárias indicadas abaixo qualificam-se como concessionárias de serviço público ou como produtores independentes de energia. Assim, todas as transferências de fundos à respectiva controladora, na forma de empréstimos ou adiantamentos, precisam de autorização da Aneel. Essa restrição regulamentar não se aplica a dividendos em dinheiro fixados conforme a Lei das Sociedades Anônimas.

Em 31.12.2021, os ativos líquidos restritos totais das subsidiárias totalizavam R\$ 20.720.412, conforme apresentado abaixo:

	31.12.2021	31.12.2020
Copel Geração e Transmissão S.A.	12.662.224	10.732.735
Copel Distribuição S.A.	7.558.556	7.212.914
UEG Araucária Ltda.	540.577	238.211
Centrais Elétricas Rio Jordão - Elejor	(40.945)	13.490
	20.720.412	18.197.350

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2021, 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A tabela a seguir mostra os valores esperados de liquidação dos passivos da Copel, em cada intervalo de tempo:

	Juros (a)	Menos de 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2021							
Empréstimos e financiamentos	Note 21	-	19.661	393.857	487.755	-	901.273
Debêntures	Note 22	14	-	531.219		-	531.233
Fornecedores	-	3.331	22	-	-	-	3.353
		3.345	19.683	925.076	487.755	-	1.435.859

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA

Aprovado e consolidado pela 203ª Assembleia
Geral Extraordinária de Acionistas, de 26.11.2021.

CNPJ: 76.483.817/0001-20
NIRE: 41300036535
Registro CVM: 1431-1
Rua José Izidoro Biazetto, 158, Bloco A
Curitiba - Paraná - Brasil
CEP: 81200-240
e-mail: copel@copel.com
Website: <http://www.copel.com>
Fone: (41) 3310-5050
Fax: (41) 3331-4145

SUMÁRIO

CAPÍTULO I	DENOMINAÇÃO, DURAÇÃO, SEDE E OBJETO SOCIAL	04
CAPÍTULO II	CAPITAL SOCIAL E AÇÕES	05
CAPÍTULO III	ASSEMBLEIA GERAL - AG	07
CAPÍTULO IV	ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA	08
	SEÇÃO I CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO - CAD	08
	Composição, investidura e mandato	08
	Vacância e substituições	10
	Funcionamento	10
	Atribuições	11
	SEÇÃO II DIRETORIA	15
	Composição, mandato e investidura	15
	Atribuições	15
	Regras para representação da Companhia	17
	Vacância e substituições	18
	SEÇÃO III DIRETORIA REUNIDA - REDIR	18
	Funcionamento	18
	Atribuições	19
CAPÍTULO V	COMITÊS ESTATUTÁRIOS	22
	SEÇÃO I COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO - CAE	22
	SEÇÃO II COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO - CIA	23
	SEÇÃO III COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO - CII	24
	SEÇÃO IV COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL - CDS ..	24
	SEÇÃO V COMITÊ DE MINORITÁRIOS - CDM	25
CAPÍTULO VI	CONSELHO FISCAL - CF	26
	Composição e funcionamento	26
	Vacância e substituições	27
	Representação e pareceres.....	27
CAPÍTULO VII	REGRAS COMUNS AOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS	27
	Posse, impedimentos e vedações.....	27
	Remuneração.....	29
CAPÍTULO VIII	EXERCÍCIO SOCIAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, LUCROS, RESERVAS E DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS	29
CAPÍTULO IX	DISSOLUÇÃO E LIQUIDAÇÃO	30
CAPÍTULO X	MECANISMO DE DEFESA	31
CAPÍTULO XI	ALIENAÇÃO DE CONTROLE	32
CAPÍTULO XII	SAÍDA DO NÍVEL 2 DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DA B3	33
CAPÍTULO XIII	EMIÇÃO DE UNITS	34
CAPÍTULO XIV	RESOLUÇÃO DE CONFLITOS	36
CAPÍTULO XV	DISPOSIÇÕES GERAIS	36
ANEXOS:		
I	ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS	37
II	EVOLUÇÃO DO CAPITAL	39

CONVENÇÕES:

AG: ASSEMBLEIA GERAL

AGE: ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA

JUCEPAR: JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO PARANÁ

DOE PR: DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO DO PARANÁ

Observação: Texto original arquivado na Jucepar, sob o nº 17.340 (atual 41300036535), em 16.06.1955, e publicado no DOE PR de 25.06.1955.

CAPÍTULO I - DENOMINAÇÃO, DURAÇÃO, SEDE E OBJETO SOCIAL

- Art. 1º** A Companhia Paranaense de Energia, abreviadamente "Copel", é uma sociedade de economia mista de capital aberto, dotada de personalidade jurídica de direito privado, parte integrante da administração indireta do Estado do Paraná, instituída pelo Decreto Estadual nº 14.947/1954, sob autorização da Lei Estadual nº 1.384/1953, e é regida por este Estatuto, pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.
- Art. 2º** O prazo de duração da Companhia é indeterminado.
- Art. 3º** A Companhia tem sede e foro no Município de Curitiba, Estado do Paraná, Brasil, podendo estabelecer, no País e no exterior, filiais, agências, sucursais e escritórios.
- Art. 4º** Constitui o objeto social da Companhia:
- I** pesquisar e estudar, dos pontos de vista técnico e econômico, quaisquer fontes de energia, provendo soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade;
 - II** pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, a transformação, o transporte, o armazenamento, a distribuição e o comércio de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica, de combustíveis e de matérias-primas energéticas;
 - III** estudar, planejar, projetar, construir e operar barragens e seus reservatórios, bem como outros empreendimentos, visando o aproveitamento múltiplo das águas;
 - IV** prestar serviços em negócios de energia, de infraestrutura energética, informações e assistência técnica, quanto ao uso racional da energia, à iniciativas empresariais que visem à implantação e desenvolvimento de atividades econômicas de interesse para o desenvolvimento do Estado, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração; e
 - V** desenvolver atividades na área de geração de energia, transmissão de informações eletrônicas, comunicações e controles eletrônicos, de telefonia celular, e outras atividades de interesse para a Copel e para o Estado do Paraná, ficando autorizada para estes fins, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração, e para os previstos nos incisos II e III, a participar, de preferência, majoritária ou presente no grupo de controle, de consórcios ou companhias com empresas privadas e fundos de pensão e outros entes privados, em licitações de novas concessões e/ou em sociedades de propósito específico já constituídas para a exploração de concessões já existentes, que tenham sido consideradas, além das características gerais dos projetos, os respectivos impactos sociais e ambientais.
- § 1º** A Companhia poderá, para a consecução do seu objeto social, constituir subsidiárias, assumir o controle acionário de empresa e participar do capital social de outras empresas, relacionadas ao seu objeto social, conforme legislação estadual, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração.
- § 2º** Para a consecução do objeto social e observada a sua área de atuação, a Companhia poderá abrir, instalar, manter, transferir ou extinguir filiais, dependências, escritórios, representações ou quaisquer outros estabelecimentos ou, ainda, designar representantes, respeitadas as disposições legais e regulamentares.
- § 3º** Com a admissão da Companhia no segmento especial de listagem denominado Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa,
-

Balcão, sujeitam-se a Companhia, seus acionistas, administradores (membros do Conselho de Administração e da Diretoria) e membros do Conselho Fiscal às disposições do Regulamento de Listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 (Regulamento do Nível 2).

- § 4º As disposições do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 prevalecerão sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas neste Estatuto.
-

CAPÍTULO II - CAPITAL SOCIAL E AÇÕES

Art. 5º O capital social integralizado é de R\$10.800.000.000,00 (dez bilhões e oitocentos milhões de reais), representado por 2.736.553.750 (dois bilhões, setecentas e trinta e seis milhões, quinhentas e cinquenta e três mil, setecentas e cinquenta) ações, sem valor nominal, sendo 1.054.090.460 (um bilhão, cinquenta e quatro milhões, noventa mil, quatrocentas e sessenta) ações ordinárias e 1.682.463.290 (um bilhão, seiscentos e oitenta e dois milhões, quatrocentos e sessenta e três mil, duzentas e noventa) ações preferenciais e, destas, 3.128.000 (três milhões, cento e vinte e oito mil) são ações classe A e 1.679.335.290 (um bilhão, seiscentos e setenta e nove milhões, trezentos e trinta e cinco mil, duzentas e noventa) são ações classe B.

§ 1º O capital social poderá ser aumentado, mediante deliberação do Conselho de Administração, ouvido o Conselho Fiscal, nos termos da legislação vigente e independentemente de reforma estatutária, até o limite de 4.000.000.000 (quatro bilhões) de ações, exclusivamente para capitalização de lucros e reservas ou, caso venha a ser deliberado pela assembleia geral a emissão de bônus de subscrição, de debêntures conversíveis ou a outorga de opção de compra de ações a administradores e colaboradores, o exercício dos respectivos direitos de conversão ou subscrição.

§ 2º As ações são nominativas, escriturais, mantidas em contas de depósito, em instituição financeira autorizada.

§ 3º Fica a Companhia autorizada a escolher a instituição financeira, mediante deliberação do Conselho de Administração, para manter as ações escriturais em contas de depósito.

§ 4º A Companhia poderá, mediante autorização do Conselho de Administração, adquirir suas próprias ações, observadas as normas estabelecidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

§ 5º Os aumentos de capital poderão ser efetuados com a emissão de ações preferenciais classe B, sem guardar proporção com as classes existentes ou com as ações ordinárias, respeitando o limite estabelecido nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.

§ 6º As ações preferenciais, com direito a voto restrito, nos termos do § 7º deste artigo, serão de classes A e B, e conferirão a seus titulares as seguintes preferências e vantagens:

I As ações preferenciais classe A terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos de 10% (dez por cento) ao ano, a ser entre elas rateados igualmente, calculados com base no capital próprio a esta espécie e classe de ações, integralizado até 31 de dezembro do ano findo, e que será imputado ao dividendo obrigatório previsto no artigo 88;

II As ações preferenciais classe B terão prioridade na distribuição de dividendos obrigatórios, a serem entre elas rateados igualmente, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores, calculado

proporcionalmente ao capital próprio a esta espécie e classe de ações, integralizado até 31 de dezembro do ano findo;

- III** Os dividendos assegurados pelo inciso anterior às ações preferenciais classe B serão prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente serão pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe A;
 - IV** O dividendo a ser pago por ação preferencial, independente de classe, será, no mínimo, 10% (dez por cento) superior ao que for atribuído a cada ação ordinária, em conformidade com o disposto na Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores;
 - V** As ações preferenciais adquirirão o direito de voto pleno se, pelo prazo de 03 (três) exercícios consecutivos, não lhes forem pagos os dividendos prioritários ou mínimos a que fazem jus; e
 - VI** As ações preferenciais asseguram aos seus titulares o direito de serem incluídas em oferta pública de aquisição de ações em decorrência de Alienação de Controle da Companhia ao mesmo preço e nas mesmas condições ofertadas ao Acionista Controlador Alienante.
- § 7º** Cada ação preferencial confere ao seu titular o direito a voto restrito, exclusivamente, nas seguintes matérias:
- I** transformação, incorporação, fusão ou cisão da Companhia;
 - II** aprovação de contratos entre a Companhia e o Acionista Controlador, diretamente ou por meio de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o Acionista Controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, sejam deliberados em Assembleia Geral;
 - III** avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Companhia;
 - IV** escolha de instituição ou empresa especializada para determinação do Valor Econômico da Companhia, conforme artigo 101 deste Estatuto Social;
 - V** alteração ou revogação de dispositivos estatutários que alterem ou modifiquem quaisquer das exigências previstas no item 4.1 do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3, ressalvado que esse direito a voto prevalecerá enquanto estiver em vigor Contrato de Participação no Nível 2 de Governança Corporativa; e
 - VI** exclusão ou alteração que vise suprimir o direito previsto no inciso XXIX do artigo 28, bem como neste inciso, ressalvado que tal alteração dependerá da aprovação da maioria das ações preferenciais em assembleia especial convocada para esse fim.
- § 8º** A Companhia poderá emitir títulos múltiplos de ações e cautelas que provisoriamente os representem. É facultado ao acionista a substituição de títulos simples de suas ações por títulos múltiplos, bem como converter, a todo tempo, estes naqueles, correndo por conta do interessado as despesas de conversão.
- § 9º** As ações de emissão da Companhia poderão ser convertidas em outra espécie e classe, observadas as seguintes regras:
- I** as ações preferenciais classe A poderão ser convertidas em ações preferenciais classe B, a qualquer tempo;
-

-
- II as ações ordinárias poderão ser convertidas em ações preferenciais classe B, em conformidade com os prazos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração, com o único objetivo de formação de *Units*, conforme definido no Art. 105;
- III as ações preferenciais classe B poderão ser convertidas em ações ordinárias, em conformidade com os prazos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração, com o único objetivo de formação de *Units*, conforme definido no Art. 105; e
- IV as ações ordinárias e as ações preferenciais classe B, em nenhuma hipótese, poderão ser convertidas em ações preferenciais classe A.
- § 10 As emissões de ações, bônus de subscrição, debêntures ou outros títulos mobiliários, até o limite do capital autorizado, poderão ser aprovadas com exclusão do direito de preferência ou redução de prazo para seu exercício, não inferior a 30 (trinta) dias, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.
- § 11 As debêntures poderão ser simples ou conversíveis em ações, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.

CAPÍTULO III – ASSEMBLEIA GERAL (AG)

- Art. 6º** A Assembleia Geral é o órgão máximo da Companhia, com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao seu objeto social e será regida pela legislação vigente.
- Art. 7º** A Assembleia Geral será convocada pelo Conselho de Administração ou, nas hipóteses admitidas em lei, pela Diretoria, pelo Conselho Fiscal ou pelos acionistas.
- Art. 8º** A convocação será feita com antecedência mínima de 30 (trinta) dias da data da realização da Assembleia Geral e, à falta de quórum de instalação, far-se-á segunda convocação, com antecedência mínima de 08 (oito) dias, nos termos da legislação vigente, sendo disponibilizados os documentos relativos à respectiva pauta na mesma data da convocação, de modo acessível, inclusive de forma eletrônica.
- Parágrafo Único.** Nas Assembleias Gerais tratar-se-á exclusivamente do objeto previsto nos editais de convocação, não se admitindo inclusão de assuntos gerais na pauta da Assembleia.
- Art. 9º** A Assembleia Geral será instalada e presidida pelo Presidente do Conselho de Administração ou pelo substituto que esse vier a designar e, residualmente, por 01 (um) acionista escolhido, na ocasião, pelos acionistas presentes.
- § 1º O quórum de instalação de Assembleias Gerais, bem como o das deliberações, será aquele determinado na legislação vigente.
- § 2º O Presidente da Assembleia escolherá, dentre os presentes, 01 (um) secretário.
- Art. 10** A Assembleia Geral reunir-se-á ordinariamente dentro dos 04 (quatro) primeiros meses após o encerramento do exercício social, para deliberar sobre as matérias previstas em lei, e extraordinariamente, quando necessário.
- Parágrafo Único.** A Assembleia Geral Ordinária e Assembleia Geral Extraordinária poderão ser, cumulativamente, convocadas e realizadas no mesmo local, data e hora, instrumentadas em ata única.
- Art. 11** Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária dará direito a 01 (um) voto. Exclusivamente nas matérias em que as ações preferenciais tenham direito de voto
-

restrito, nos termos deste Estatuto, cada ação preferencial dará direito a 01 (um) voto.

Art. 12 O acionista poderá participar e ser representado por procurador nas Assembleias Gerais, exibindo, no ato ou previamente, documentos e procuração com poderes específicos, na forma da lei.

Art. 13 A ata da Assembleia Geral será lavrada conforme a legislação vigente.

Art. 14 A Assembleia Geral, além de outros casos previstos em lei, reunir-se-á para deliberar sobre:

- I** aumento do capital social, além do limite autorizado no Estatuto Social;
- II** avaliação de bens com que o acionista concorre para a formação do capital social;
- III** transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução e liquidação da empresa;
- IV** alteração do Estatuto Social;
- V** eleição e destituição, a qualquer tempo, dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e respectivos suplentes e do Comitê de Indicação e Avaliação;
- VI** fixação da remuneração dos administradores, dos conselheiros fiscais e dos membros dos Comitês Estatutários;
- VII** aprovação das demonstrações financeiras, da destinação do resultado do exercício e da distribuição de dividendos, em conformidade com a política de dividendos;
- VIII** autorização para a Companhia mover ação de responsabilidade civil contra os administradores pelos prejuízos causados ao seu patrimônio;
- IX** alienação de bens imóveis diretamente vinculados à prestação de serviços e à constituição de ônus reais sobre eles;
- X** permuta de ações ou outros valores mobiliários;
- XI** emissão de debêntures conversíveis em ações, inclusive de controladas;
- XII** emissão de quaisquer outros títulos e valores mobiliários conversíveis em ações, no País ou no exterior; e
- XIII** eleição e destituição, a qualquer tempo, de liquidantes, julgando-lhes as contas.
- XIV** política de indenidade e condições gerais do contrato de indenidade, cabendo-lhe ainda a validação da indenização nos casos em que os valores têm impacto significativo na estrutura financeira da companhia, e situações em que mais da metade dos administradores são potenciais beneficiários de forma concomitante em função de um mesmo fato, conforme definido na política de indenidade.

CAPÍTULO IV - ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA

Art. 15 A Companhia será administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria.

SEÇÃO I - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (CAD)

Art. 16 O Conselho de Administração é órgão de deliberação estratégica e colegiada responsável pela orientação superior da Companhia.

Composição, investidura e mandato

Art. 17 O Conselho de Administração será composto por 09 (nove) membros titulares, eleitos e destituídos pela Assembleia Geral, todos com prazo de mandato unificado

de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas. Nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e demais normativos aplicáveis, inclusive considerando a possibilidade de eleição em separado por acionistas minoritários e por detentores de ações preferenciais, bem como de adoção do voto múltiplo.

- § 1º** Sempre que cumulativamente, a eleição do Conselho de Administração se der pelo sistema de voto múltiplo e os titulares de ações ordinárias ou preferenciais exercerem o direito de eleger conselheiro, será assegurado ao Estado do Paraná o direito de eleger conselheiro em número igual ao dos eleitos pelos demais acionistas e pelos empregados, mais um, independentemente do número de conselheiros estabelecidos no caput.
- § 2º** É assegurado aos acionistas minoritários o direito de eleger 02 (dois) conselheiros, se maior número não lhes couber pelo processo de voto múltiplo previsto na legislação vigente.
- § 3º** É assegurado aos acionistas titulares de ações preferenciais que preencham os percentuais e requisitos previstos no artigo 141, §§ 4º e 5º da Lei Federal nº 6.404/1976, o direito de eleger 01 (um) conselheiro.
- § 4º** O Conselho de Administração das Subsidiárias Integrais será composto por 03 (três) membros, contendo, no mínimo, o Diretor Geral da respectiva Subsidiária Integral e 01 (um) diretor da Companhia, respeitada disposição prevista no § 5º deste artigo.
- § 5º** O Diretor Presidente da Companhia poderá integrar o Conselho de Administração como seu secretário executivo, mediante eleição em Assembleia Geral.
- § 6º** Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente ou principal executivo da Companhia não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.
- § 7º** O Presidente do Conselho de Administração será indicado pelo acionista controlador e designado pela Assembleia Geral que o eleger, sendo substituído, em suas ausências e impedimentos, pelo conselheiro escolhido pela maioria de seus pares.
- § 8º** As indicações ao Conselho de Administração devem observar os requisitos e vedações impostos pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016, pela política e norma interna de indicação de membros de órgãos estatutários, além de atender aos seguintes parâmetros:
- I** ter, no mínimo, 03 (três) conselheiros independentes, sendo este número, em qualquer hipótese, igual ou superior a 25% (vinte e cinco por cento) do total de membros do órgão. Referidos conselheiros deverão ser expressamente declarados como independentes na ata da Assembleia Geral que os eleger, em conformidade com a definição do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 e com o disposto na Lei Federal nº 13.303/2016, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) conselheiro(s) eleito(s) mediante faculdade prevista pelo artigo 141, §§ 4º e 5º e artigo 239, ambos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores;
 - II** quando, em decorrência da observância do percentual referido no parágrafo acima, resultar número fracionário de conselheiros, proceder-se-á ao arredondamento nos termos do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.
 - III** ter, entre 03 (três) a 05 (cinco) conselheiros, incluídos os mencionados no inciso I, que atendam, cumulativamente, as condições previstas na Lei Federal nº 13.303/2016, para compor o Comitê de Auditoria

Estatutário, dependendo da sua composição conforme Art. 51, § 2º deste Estatuto;

- IV** ao menos 01 (um) dos conselheiros mencionados neste § 8º deverá ter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária para integrar o Comitê de Auditoria Estatutário previsto neste Estatuto;

Art. 18 Fica assegurada a participação de 01 (um) representante dos empregados no Conselho de Administração, com mandato coincidente com o dos demais conselheiros.

§ 1º O conselheiro representante dos empregados será eleito nos termos estabelecidos na legislação pertinente, por escrutínio regulado segundo as normas da Companhia, sob os mesmos critérios de elegibilidade previstos para os demais conselheiros.

§ 2º O candidato eleito conselheiro representante dos empregados tomará posse para o mandato estabelecido neste artigo, permitida a reeleição por 01 (uma) só vez.

Art. 19 A investidura de membros no Conselho de Administração observará as condições estabelecidas nas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.

Vacância e substituições

Art. 20 Ocorrendo a vacância definitiva da função de conselheiro de administração, antes do término do mandato, o Conselho de Administração convocará Assembleia Geral para eleição destinada à complementação do mandato.

§ 1º Observados os requisitos e vedações legais aplicáveis, caberá aos conselheiros remanescentes nomear o substituto para o membro vacante até a primeira Assembleia Geral, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976.

§ 2º Na hipótese de vacância de todos os cargos do Conselho de Administração, compete à Diretoria convocar a Assembleia Geral.

§ 3º Em caso de vacância de cargo no Conselho de Administração preenchido pelo voto múltiplo, a convocação da Assembleia Geral será para eleição de todas as vagas preenchidas por esse sistema para complementação dos mandatos.

Art. 21 A função de conselheiro de administração é pessoal e não se admite suplente, inclusive para representante dos empregados.

Funcionamento

Art. 22 O Conselho de Administração se reunirá ordinariamente 01 (uma) vez por mês e extraordinariamente sempre que necessário, conforme previsto no Art. 25 do presente Estatuto.

Art. 23 As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas pelo seu presidente, ou pela maioria dos conselheiros em exercício, mediante o envio de correspondência por meio físico ou eletrônico a todos os conselheiros, com a indicação dos assuntos a serem tratados.

§ 1º As convocações enviadas no endereço físico ou eletrônico do conselheiro serão consideradas válidas, sendo de sua responsabilidade a atualização de seu cadastro junto à Companhia.

§ 2º As reuniões ordinárias deverão ser convocadas com antecedência mínima de 07 (sete) dias em relação à data da sua realização.

§ 3º As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros em exercício, cabendo a presidência dos trabalhos ao presidente do Conselho de Administração ou, na sua falta, pelo conselheiro escolhido pela maioria dos seus pares.

Art. 24 Fica facultada, se necessária, a participação não presencial dos conselheiros na reunião, por audioconferência ou videoconferência, que possa assegurar a participação efetiva e a autenticidade do seu voto. O conselheiro, nesta hipótese, será considerado presente na reunião, e seu voto será considerado válido para todos os efeitos legais, sendo incorporado à ata da referida reunião.

Art. 25 Quando houver motivo de urgência, formalmente justificado para os membros do Conselho de Administração, o presidente do Conselho de Administração poderá convocar as reuniões extraordinárias a qualquer momento e desde que com antecedência mínima de 48 (quarenta e oito) horas para a sua realização, mediante o envio de correspondência por meio físico ou eletrônico ou por outro meio de comunicação a todos os conselheiros, ficando facultada a participação por audioconferência, videoconferência ou outro meio idôneo de manifestação de vontade do conselheiro ausente, cujo voto será considerado válido para todos os efeitos, sem prejuízo da posterior lavratura e assinatura da respectiva ata.

Art. 26 O Conselho de Administração deliberará por maioria de votos dos presentes na reunião, prevalecendo, em caso de empate, a proposta que contar com o voto do conselheiro que estiver presidindo os trabalhos.

Art. 27 As reuniões do Conselho de Administração serão secretariadas por quem o seu presidente indicar e todas as deliberações constarão de ata lavrada e registrada em livro próprio de acordo com o estabelecido em seu Regimento Interno.

Parágrafo Único. Sempre que contiver deliberações destinadas a produzir efeitos perante terceiros, o extrato da ata será arquivado no registro do comércio e publicado na forma da legislação vigente, ressalvada a matéria de cunho sigiloso, a qual constará de documento em separado e não será dada publicidade.

Atribuições

Art. 28 Além das atribuições previstas em lei, compete ainda ao Conselho de Administração:

- I** fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, incluindo aprovação e acompanhamento do plano de negócio, planejamento estratégico e de investimentos, definindo objetivos e prioridades no atendimento de políticas públicas compatíveis com a área de atuação da Companhia e o seu objeto social, buscando o desenvolvimento com sustentabilidade;
- II** eleger, destituir, tomar conhecimento de renúncia e substituir os diretores da Companhia, fixando-lhes as atribuições, fiscalizando sua gestão, bem como:
 - a)** examinar a qualquer tempo os livros e papéis da Companhia, contratos ou quaisquer outros atos;
 - b)** aprovar e fiscalizar o cumprimento das metas e resultados específicos a serem alcançados pelos membros da Diretoria; e
 - c)** avaliar anualmente a execução da estratégia de longo prazo, devendo publicar suas conclusões e informá-las à Assembleia Legislativa e ao Tribunal de Contas do Estado, exceto as informações de natureza estratégica, cuja divulgação possa ser comprovadamente prejudicial aos interesses da Companhia;
- III** manifestar-se sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;
- IV** convocar a Assembleia Geral quando julgar conveniente ou nas hipóteses previstas nos termos da legislação vigente;

-
- V** aprovar e acompanhar planos e programas anuais e plurianuais com o orçamento empresarial de dispêndios e investimento da Companhia e suas Subsidiárias Integrais, com indicação das fontes e aplicações de recursos;
- VI** autorizar a contratação da auditoria independente, bem como a rescisão do respectivo contrato, por recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário, inclusive de outros serviços de seus auditores independentes, recomendada pelo Comitê de Auditoria Estatutário, quando a remuneração global representar mais de 5% (cinco por cento) da remuneração dos serviços de auditoria independente;
- VII** aprovar o plano anual dos trabalhos de auditoria interna e discutir com a auditoria externa o seu plano trabalho, com o apoio do Comitê de Auditoria Estatutário;
- VIII** nomear e destituir o titular da Auditoria Interna, após recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário;
- IX** monitorar, periodicamente, a eficácia dos sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, inclusive os riscos relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras e os relacionados à ocorrência de corrupção e fraude, nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016;
- X** aprovar o Código de Conduta e o Programa de Integridade da Copel, monitorando as decisões que envolvem as práticas de governança corporativa, o relacionamento com partes interessadas e o Código de Ética da Alta Administração Estadual;
- XI** analisar, a partir de reporte direto do Diretor de Governança, Risco e Compliance, as situações em que se suspeite do envolvimento do Diretor Presidente em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada;
- XII** estabelecer diretrizes quanto à gestão de pessoas;
- XIII** realizar avaliação anual, individual e coletiva, do seu desempenho e dos demais membros dos órgãos estatutários, observando os dispositivos da Lei Federal nº 13.303/2016, contando com apoio metodológico e procedimental do Comitê de Indicação e Avaliação;
- XIV** aprovar as transações entre partes relacionadas, dentro dos critérios e limites de alçada definidos pela Companhia, observada a política específica, com o suporte do Comitê de Auditoria Estatutário;
- XV** constituir, instalar e dissolver comitês não remunerados de assessoramento ao Conselho de Administração, nomear e destituir seus membros, bem como nomear e destituir os membros dos comitês estatutários de assessoramento ao Conselho de Administração, exceto se disposto em contrário neste Estatuto;
- XVI** aprovar os regimentos internos do Conselho de Administração, da Diretoria e dos Comitês de Assessoramento, estatutários e não estatutários, bem como eventuais alterações;
- XVII** aprovar e monitorar as políticas gerais da Companhia e suas respectivas alterações, bem como monitorar a aplicação no que se refere a:
- a)** gerenciamento de riscos;
 - b)** integridade;
 - c)** transações com partes relacionadas;
 - d)** governança corporativa;
 - e)** sustentabilidade;
 - f)** mudança do clima;
 - g)** participações societárias;
 - h)** gestão de pessoas;
 - i)** saúde e segurança do trabalho;
-

-
- j) indicação dos membros dos órgãos estatutários e avaliação anual de desempenho;
 - k) comunicação e porta-vozes;
 - l) negociação de ações de emissão própria;
 - m) dividendos;
 - n) doações e patrocínios;
 - o) divulgação de informações e fatos relevantes; e
 - p) relações com investidores.
- XXVIII** fixar o limite máximo de endividamento da Companhia, podendo estipular prazo para seu atendimento observados os *covenants* existentes nos contratos já firmados;
- XIX** mediante proposta da Diretoria, autorizar, quando o valor da operação ultrapassar a 2% (dois por cento) do patrimônio líquido, as provisões contábeis e, previamente, a celebração de quaisquer negócios jurídicos, incluindo aquisição, alienação ou oneração de ativos, cessão em comodato de bens do ativo permanente, constituição de ônus reais e prestação de garantias, assunção de obrigações em geral, renúncia, transação e ainda associação com outras pessoas jurídicas;
- XX** estabelecer os assuntos e valores para sua alçada decisória e da Diretoria, inclusive podendo delegar a aprovação dos negócios jurídicos de sua competência em limite de alçada que definir, respeitada a competência privativa prevista em lei;
- XXI** deliberar sobre a proposta de destinação dos resultados a ser apresentada à Assembleia Geral, observado o disposto na política de dividendos;
- XXII** deliberar sobre a distribuição de dividendos intermediários, de dividendos intercalares e de juros sobre capital próprio com base nas reservas de lucros e do lucro líquido do exercício em curso registrados em demonstrações contábeis intermediárias, semestrais ou trimestrais, desde que observado o disposto na legislação, neste estatuto e na política de dividendos da Companhia;
- XXIII** deliberar sobre o aumento do capital social dentro do limite autorizado por este estatuto, fixando as respectivas condições de subscrição e integralização;
- XXIV** autorizar o lançamento e aprovar a subscrição de novas ações, na forma do estabelecido neste Estatuto, fixando todas as condições de emissão;
- XXV** autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para captação de recursos, na forma de debêntures não conversíveis em ações, notas promissórias, *commercial papers*, *bonds* e outros, inclusive para oferta pública de distribuição, na forma da lei, observado o disposto no inciso XXXIII deste artigo;
- XXVI** aprovar aportes em investimentos societários que impliquem aumento do patrimônio líquido das participações, podendo, inclusive, delegar esta aprovação de sua competência em limite de alçada que definir;
- XXVII** deliberar sobre os projetos de investimento e participação em novos negócios, outras sociedades, consórcios, *joint ventures*, Subsidiárias Integrais e outras formas de associação e empreendimentos, bem como pela aprovação de constituição, encerramento ou alteração de quaisquer sociedades, consórcios ou empreendimentos;
- XXVIII** deliberar sobre assuntos que, em virtude de disposição legal ou por determinação da Assembleia Geral, sejam de sua competência, incluindo aprovar Relatório Integrado ou de Sustentabilidade e indicadores ambientais, sociais e de governança; Regulamento Interno de Licitações e Contratos da Companhia; além de aprovar e subscrever a Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa, na forma da lei;
- XXIX** assegurar a observância dos regulamentos vigentes expedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, pela via de atos normativos,
-

bem como por meio das cláusulas regulamentares constantes no contrato de concessão de que for signatária a Copel Distribuição S.A., assegurando a aplicação integral nas datas-bases dos valores tarifários estabelecidos pelo poder concedente, observando a política de indenidade e as condições gerais dos contratos de indenidade aprovados pela Assembleia Geral de acionistas;

XXX aprovar a contratação de seguro de responsabilidade civil em favor dos membros dos órgãos estatutários, empregados prepostos e mandatários da Companhia e a celebração de contratos de indenidade, observando a política de indenidade e as condições gerais dos contratos de indenidade aprovados pela Assembleia Geral de acionistas;

XXXI solicitar auditoria interna periódica sobre as atividades da entidade fechada de previdência complementar que administra plano de benefícios da Companhia;

XXXII exercer as funções normativas das atividades da Companhia, podendo avocar para si qualquer assunto que não se compreenda na competência privativa da Assembleia Geral ou da Diretoria e deliberar sobre os casos omissos deste Estatuto;

XXXIII manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo: (i) a conveniência e oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse do conjunto dos acionistas e em relação à liquidez dos valores mobiliários de sua titularidade; (ii) as repercussões da oferta pública de aquisição de ações sobre os interesses da Companhia; (iii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iv) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela Comissão de Valores Mobiliários;

XXXIV definir lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, nos casos de oferta pública de aquisição das ações para cancelamento de registro de companhia aberta ou para saída do Nível 2 de Governança Corporativa da B3;

XXXV fixar prazos, procedimentos e regras aplicáveis à conversão de ações de emissão da Companhia, em conformidade com este Estatuto e a legislação aplicável;

XXXVI fixar prazos, procedimentos e regras aplicáveis à emissão de *Units*, em conformidade com este Estatuto e a legislação aplicável;

XXXVII conceder licença ao Diretor Presidente da Companhia e ao Presidente do Conselho de Administração; e

XXXVIII aprovar a alteração do endereço completo da Companhia, dentro do município sede, conforme definido no Art. 3º.

Art. 29 Compete ao presidente do Conselho de Administração, além das atribuições previstas no Regimento Interno, conceder licença a seus membros, presidir as reuniões, dirigir os trabalhos, bem como coordenar o processo de avaliação de desempenho, individual e coletiva, de periodicidade anual, dos administradores e dos membros dos Comitês Estatutários, nos termos do presente Estatuto.

SEÇÃO II - DIRETORIA

Art. 30 A Diretoria é o órgão executivo de administração e representação, cabendo-lhe assegurar o funcionamento regular da Companhia, em conformidade com as orientações gerais estabelecidas pelo Conselho de Administração.

Composição, mandato e investidura

Art. 31 A Diretoria será composta por 06 (seis) diretores membros, todos residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas, sendo: 01 (um) Diretor Presidente; 01 (um) Diretor de Gestão Empresarial; 01 (um) Diretor de Finanças e de Relações com Investidores; 01 (um) Diretor Jurídico e Regulatório; 01 (um) Diretor de Desenvolvimento de Negócios; e 01 (um) Diretor de Governança, Risco e Compliance. A Companhia poderá ter, ainda, 01 (um) Diretor Adjunto de Comunicação, cujas atribuições serão definidas no Regimento Interno da Diretoria, aprovado pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Único. As indicações para Diretoria devem observar os requisitos e vedações impostos pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e nº 13.303/2016 e pela política e norma interna de indicação de membros de órgãos estatutários.

Art. 32 É condição para investidura em cargo de diretoria da Companhia a assunção de compromisso com metas e resultados específicos a serem alcançados, que deverá ser aprovado pelo Conselho de Administração, a quem incumbe fiscalizar seu cumprimento.

Atribuições

Art. 33 A Diretoria tem poderes para praticar os atos necessários ao funcionamento regular da Companhia e à consecução do objeto social, observadas as disposições legais, estatutárias e constantes do seu Regimento Interno.

Parágrafo Único. Sem prejuízo do disposto no Art. 46, compete à Diretoria administrar e gerir os negócios da Companhia de forma sustentável, cabendo-lhe apresentar, até a última reunião ordinária do Conselho de Administração do ano anterior:

- I plano de negócios para o exercício anual seguinte;
- II as bases, diretrizes e estratégias de longo prazo para a elaboração do planejamento estratégico, os planos e programas anuais e plurianuais, contemplando a análise de riscos e oportunidades para um horizonte mínimo de 05 (cinco) anos; e
- III os orçamentos de custeio e de investimentos da Companhia para o exercício anual seguinte, visando ao alcance das estratégias empresariais.

Art. 34 Compete ao Diretor Presidente:

- I dirigir e coordenar a Companhia;
 - II representar a Companhia, ativa e passivamente, em juízo ou fora dele, podendo constituir para este fim, procurador com poderes especiais, inclusive com poderes para receber citações iniciais e notificações, observado o Art. 38 e seguintes do presente Estatuto;
 - III dirigir e coordenar os assuntos relacionados ao planejamento e desempenho empresarial;
 - IV zelar para o atingimento das metas da Companhia, estabelecidas de acordo com as orientações gerais da Assembleia Geral e do Conselho de Administração;
 - V apresentar à Assembleia Geral Ordinária o relatório anual dos negócios da Companhia, ouvido o Conselho de Administração;
 - VI dirigir e coordenar os trabalhos da Diretoria;
 - VII convocar e presidir as reuniões da Diretoria;
-

- VIII** conceder licença aos demais membros da Diretoria e indicar o substituto nos casos de ausência ou impedimento temporário;
- IX** resolver questões de conflito de interesse ou conflito de competência entre as Diretorias;
- X** propor ao Conselho de Administração a indicação dos Diretores Executivos, observado os requisitos e vedações estabelecidos em política e normas internas;
- XI** deliberar sobre a adesão e permanência em compromissos voluntários assumidos pela Copel Holding e pelas Subsidiárias Integrais; e
- XII** exercer outras atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração, observada a legislação vigente e nos termos deste estatuto.

Art. 35 São atribuições dos demais diretores:

- I** gerir as atividades objeto da sua área de atuação, estabelecidas no Regimento Interno da Diretoria;
- II** participar das reuniões de Diretoria, contribuindo para a definição e aplicação das políticas a serem seguidas pela Companhia e relatar sobre os assuntos relevantes da sua respectiva área de atuação; e
- III** cumprir e fazer cumprir a orientação geral dos negócios da Companhia, estabelecida pelo Conselho de Administração no que se refere à gestão de sua área específica de atuação.

§ 1º As demais atribuições individuais dos diretores serão detalhadas no Regimento Interno da Diretoria.

§ 2º Além das atribuições estabelecidas neste Estatuto, compete aos diretores assistir e auxiliar o Diretor Presidente na administração dos negócios da Companhia, bem como assegurar a cooperação e o apoio aos demais diretores no âmbito de suas respectivas competências, visando à consecução dos objetivos e interesses da Companhia.

§ 3º Os diretores exercerão seus cargos na Companhia, sendo permitido o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração das Subsidiárias Integrais e controladas.

Art. 36 A Diretoria de Governança, Risco e Compliance é responsável pela verificação do cumprimento de obrigações e gestão de riscos, com atribuições relativas ao gerenciamento de riscos corporativos e de controles internos, compliance, integridade, código de conduta e programa de integridade, dentre outras definidas no Regimento Interno da Diretoria.

§ 1º O Diretor de Governança, Risco e Compliance poderá reportar-se diretamente ao Conselho de Administração em situações em que se suspeite do envolvimento do Diretor Presidente em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada.

§ 2º Para o exercício de suas atribuições, a Diretoria terá assegurada a sua atuação independente e o acesso a todas as informações e documentos necessários.

Art. 37 O Diretor de Finanças e de Relações com Investidores é responsável por prestar informações ao público investidor, à Comissão de Valores Mobiliários do Brasil, à *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América e às Bolsas de Valores em que a Companhia estiver listada e por manter atualizado o registro de companhia aberta, cumprindo toda a legislação e regulamentação aplicável.

Regras para representação da Companhia

Art. 38 A Companhia obriga-se perante terceiros:

- I pela assinatura de 02 (dois) diretores, sendo 01 (um) necessariamente o Diretor Presidente ou o diretor responsável pela área financeira, e o outro, o diretor com atribuições da área respectiva a que o assunto se referir;
- II pela assinatura de 01 (um) diretor e 01 (um) procurador, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato;
- III pela assinatura de 02 (dois) procuradores, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato;
- IV pela assinatura de 01 (um) procurador, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato, nesse caso exclusivamente para a prática de atos específicos.

Parágrafo Único. O Diretor de Finanças e de Relações com Investidores pode, individualmente, representar a Companhia perante a Comissão de Valores Mobiliários, a *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América, a B3, a instituição financeira prestadora dos serviços de escrituração de ações da Companhia e entidades administradoras de mercados organizados nos quais os valores mobiliários da Companhia estejam admitidos à negociação.

Art. 39 Os diretores poderão constituir mandatários da Companhia, devendo ser especificados no instrumento os atos ou operações que poderão praticar e a duração do mandato, sendo que, apenas as procurações para o foro em geral terão prazo indeterminado.

§ 1º As procurações outorgadas pela Companhia devem ser assinadas por 02 (dois) diretores conjuntamente, especificando os poderes outorgados e com prazo de vigência de, no máximo, 01 (um) ano.

§ 2º Os instrumentos de mandato especificarão expressamente os poderes especiais, os atos ou as operações outorgadas, dentro dos limites dos poderes dos diretores que os outorgam, bem como a duração do mandato por prazo determinado de validade, vedado o substabelecimento, salvo na hipótese de procuração para fins de representação judicial da Companhia, que poderá ser por prazo indeterminado e com possibilidade de substabelecimento nas condições delimitadas no referido instrumento.

Art. 40 Poderá qualquer dos diretores representar individualmente a Companhia, quando o ato a ser praticado impuser representação singular e nos casos em que o uso da assinatura eletrônica impossibilite que duas ou mais pessoas assinem o mesmo documento, mediante autorização da Diretoria Reunida.

Vacância e substituições

Art. 41 Nas vacâncias, ausências ou impedimentos temporários de qualquer diretor, o Diretor Presidente designará outro membro da Diretoria para acumular as funções.

§ 1º Nas suas ausências e impedimentos temporários, o Diretor Presidente será substituído pelo diretor por ele indicado e, se não houver indicação, os demais diretores elegerão, no ato, seu substituto.

§ 2º Os diretores não poderão se afastar do cargo por mais de 30 (trinta) dias consecutivos, salvo em caso de licença médica ou nas hipóteses autorizadas pelo Conselho de Administração.

§ 3º Os diretores poderão solicitar ao Conselho de Administração afastamento por licença não remunerada, desde que por prazo não superior a 03 (três) meses, a qual deverá ser registrada em ata.

Art. 42 Em caso de falecimento, renúncia ou impedimento definitivo de qualquer membro da Diretoria, caberá ao Conselho de Administração, dentro de 30 (trinta) dias da ocorrência da vaga, eleger o substituto, que completará o mandato do substituído.

Parágrafo Único. Até que se realize a eleição, poderá a Diretoria designar 01 (um) substituto provisório. A eleição, contudo, poderá ser dispensada, se a vaga ocorrer no ano em que deva terminar o mandato da Diretoria então em exercício.

SEÇÃO III - DIRETORIA REUNIDA (REDIR)

Funcionamento

Art. 43 A Diretoria se reunirá quinzenalmente de forma ordinária e extraordinariamente sempre que necessário, por convocação do Diretor Presidente ou de outros 02 (dois) diretores quaisquer.

§ 1º As reuniões da Diretoria serão instaladas pela presença da maioria dos diretores em exercício, considerando-se aprovada a matéria que obtiver a concordância da maioria simples dos presentes; no caso de empate, prevalecerá a proposta que contar com o voto do Diretor Presidente.

§ 2º A cada diretor presente conferir-se-á o direito a 01 (um) único voto, mesmo na hipótese de eventual acumulação de funções de diretores. Não será admitido o voto por representação.

§ 3º As deliberações da Diretoria constarão de ata lavrada em livro próprio e assinada por todos os presentes.

§ 4º O Diretor Adjunto de Comunicação, caso eleito, poderá participar das reuniões da Diretoria, mas não terá direito a voto.

Art. 44 Fica facultada, se necessária, a participação não presencial dos diretores, nas reuniões ordinárias e extraordinárias, por audioconferência ou videoconferência, que possa assegurar a participação efetiva e a autenticidade do seu voto. Nesta hipótese, o diretor que participar remotamente será considerado presente na reunião, e seu voto válido para todos os efeitos legais e incorporado à ata da referida reunião.

Art. 45 As reuniões da Diretoria serão secretariadas por quem o seu presidente indicar e todas as deliberações constarão de ata lavrada e registrada em livro próprio.

Atribuições

Art. 46 Além das atribuições definidas em lei e no Regimento Interno da Diretoria, compete à Diretoria Reunida:

- I deliberar sobre os negócios da Companhia de forma sustentável, considerando o seu objeto social, os fatores econômicos, sociais, ambientais, de mudança do clima e de governança corporativa, bem como os riscos e oportunidades;
- II cumprir e fazer cumprir a legislação aplicável, o Estatuto Social, as políticas e normas internas da Companhia e as deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração;
- III instruir e submeter à aprovação do Conselho de Administração, manifestando-se previamente sobre:
 - a) os planos e programas anuais e plurianuais, alinhando os dispêndios de investimentos, aos respectivos projetos, contemplando a análise de riscos e oportunidades para um horizonte mínimo de 05 (cinco) anos;
 - b) o orçamento da Companhia, com a indicação das fontes e aplicações dos recursos bem como suas alterações;

- c) os projetos de investimento, participações em novos negócios, outras sociedades, consórcios, *joint ventures*, Subsidiárias Integrais e outras formas de associação e empreendimentos, bem como pela aprovação de constituição, encerramento ou alteração de quaisquer sociedades, empreendimentos ou consórcios;
 - d) o resultado de desempenho das atividades da Companhia;
 - e) os relatórios trimestrais da Companhia, acompanhados das demonstrações financeiras;
 - f) o Relatório da Administração acompanhado das demonstrações financeiras e respectivas notas, com o parecer dos auditores independentes e a proposta de destinação do resultado do exercício;
 - g) o Relato Integrado ou o Relatório de Sustentabilidade da Companhia, a Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa e demais relatórios corporativos a serem subscritos pelo Conselho de Administração;
 - h) o Regimento Interno da Diretoria, regulamentos e políticas gerais da Companhia.
 - i) as revisões do Código de Conduta e o Programa de Integridade da Companhia, em conformidade com a legislação aplicável;
 - j) as transações entre partes relacionadas, dentro dos critérios e limites definidos pela Companhia;
 - k) o regulamento interno de licitação e contratos;
- IV** aprovar:
- a) os critérios de avaliação técnico-econômica para os projetos de investimentos, com os respectivos planos de delegação de responsabilidade para sua implantação e execução;
 - b) o plano de contas contábil;
 - c) o plano anual de seguros da Companhia;
 - d) residualmente, dentro dos limites estatutários e regimentais, tudo o que se relacionar com atividades da Companhia e que não seja de competência privativa do Diretor Presidente, do Conselho de Administração ou da Assembleia Geral;
 - e) indicação dos representantes da Companhia nos órgãos estatutários das sociedades em que esta ou suas Subsidiárias Integrais tenham ou venham a ter participação direta ou indireta;
 - f) a participação corporativa em associações de classe e entidades não governamentais; e
 - g) proposta relacionada à política de pessoal.
- V** autorizar, observados os limites e as diretrizes fixadas pela lei e pelo Conselho de Administração e os limites de alçada estabelecidos em normativa interna e no Regimento Interno da Diretoria:
- a) atos de renúncia ou transação judicial ou extrajudicial, para pôr fim a litígios ou pendências, podendo fixar limites de valor para a delegação da prática desses atos pelo Diretor Presidente ou qualquer outro diretor; e
 - b) celebração de quaisquer negócios jurídicos quando o valor da operação não ultrapassar 2% (dois por cento) do patrimônio líquido, sem prejuízo da competência atribuída pelo Estatuto ao Conselho de Administração, incluindo aquisição, alienação ou oneração de ativos, obtenção de empréstimos e financiamentos, assunção de obrigações em geral e, ainda, associação com outras pessoas jurídicas.
- Parágrafo Único.** Quando o valor acumulado da aquisição, alienação ou oneração de ativos, obtenção de empréstimos e financiamentos, assunção de obrigações em geral e, ainda, associação com outras pessoas jurídicas atingir 5% (cinco por cento) do Patrimônio Líquido da Companhia, no decorrer do

- exercício fiscal, encaminhar relatório para deliberação pelo Conselho de Administração.
- VI estabelecer as premissas e aprovar a constituição das estruturas organizacionais da Companhia e de suas Subsidiárias Integrais;
 - VII negociar e firmar instrumentos de gestão entre a Companhia, suas Subsidiárias Integrais e Sociedades de Propósito Específico Integrais;
 - VIII estabelecer e monitorar práticas de governança, controles internos, diretrizes e políticas para suas Subsidiárias Integrais, nas sociedades direta ou indiretamente controladas e, no caso das participações minoritárias diretas ou indiretas, proporcionais à relevância, à materialidade e aos riscos do negócio do qual são partícipes;
 - IX autorizar abertura, instalação, transferência e extinção de filiais, dependências, escritórios, representações ou quaisquer outros estabelecimentos;
 - X indicar, caso decida, a Subsidiária Integral responsável pela execução das atividades relativas à gestão das sociedades nas quais a Companhia e suas Subsidiárias Integrais detêm participação acionária, observado o dever daquelas de fiscalização com base em práticas de governança e controle proporcionais à relevância, à materialidade e aos riscos do negócio do qual são partícipes; e
 - XI orientar o voto a ser proferido pela Companhia nas Assembleias Gerais das Subsidiárias Integrais e demais sociedades e associações em que a Companhia possua participação direta.

Parágrafo Único. A Diretoria poderá designar mandatários ou conferir poderes aos demais níveis gerenciais da Companhia e da estrutura compartilhada da qual participa, por meio de norma interna ou por instrumento hábil, inclusive em conjunto com as Subsidiárias Integrais, dentro dos limites e competência individuais atribuídos aos diretores, tais como a assinatura de contratos, convênios, termos de cooperação, além de outros instrumentos que gerem obrigação para a Companhia ou suas Subsidiárias Integrais, exceto os atos indelegáveis por lei desde que previamente aprovados dentro dos limites ora estabelecidos.

- Art. 47** O Regimento Interno da Diretoria detalhará as atribuições individuais de cada diretor, assim como poderá condicionar a prática de determinados atos compreendidos nas áreas de competência específica à prévia autorização da Diretoria Reunida.

CAPÍTULO V - COMITÊS ESTATUTÁRIOS

- Art. 48** A Companhia contará com o Comitê de Auditoria, o Comitê de Indicação e Avaliação, o Comitê de Investimentos e Inovação, Comitê de Desenvolvimento Sustentável e o Comitê de Minoritários.

Parágrafo Único. Qualquer comitê remunerado deverá ser estatutário, sendo necessária, para sua criação, a reforma do Estatuto Social pela Assembleia Geral.

SEÇÃO I - COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO (CAE)

- Art. 49** O Comitê de Auditoria Estatutário é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.
- Art. 50** O Comitê de Auditoria Estatutário será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, exercendo suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades
-

controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Art. 51 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, em sua primeira reunião, elegerão o seu presidente, dentre seus membros independentes, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, com registro no livro próprio de atas.

§ 2º O Comitê de Auditoria Estatutário será 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, 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.

§ 3º Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.

§ 4º O Comitê de Auditoria Estatutário se reunirá: (i) ordinariamente, uma vez por mês; (ii) trimestralmente com o Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Auditoria Interna e auditoria independente; e (iii) extraordinariamente, sempre que necessário, decidindo por maioria de votos, com registro em ata a ser divulgada, no *website* da Companhia e em conformidade com a legislação aplicável, salvo quando o Conselho de Administração entender que sua publicação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia, quando divulgará apenas seu extrato.

§ 5º A Auditoria Interna será vinculada funcionalmente ao Conselho de Administração por intermédio do Comitê de Auditoria Estatutário.

Art. 52 É conferido ao Comitê de Auditoria Estatutário autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO II - COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO (CIA)

Art. 53 O Comitê de Indicação e Avaliação é órgão estatutário de caráter permanente, auxiliar dos acionistas, com as prerrogativas conforme previsto na Lei Federal nº 13.303/2016 e no seu Regimento Interno, que verificará a conformidade do processo de indicação e de avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários, nos termos da legislação vigente.

§ 1º O Comitê de Indicação e Avaliação será composto por 03 (três) a 05 (cinco) membros, eleitos e destituídos pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 02 (dois) anos, a contar da data de sua eleição, permitidas, no máximo, 02 (duas) reconduções consecutivas, com a seguinte composição:

- a)** no mínimo 02 (dois) e no máximo 03 (três) membros escolhidos pelo acionista controlador;
- b)** no mínimo 01 (um) e no máximo 02 (dois) membros indicados pelos acionistas minoritários; e
- c)** será assegurado ao acionista controlador o direito de eleger a maioria dos membros do Comitê.

§ 2º O Comitê de Indicação e Avaliação da Copel será único para a Copel Holding e suas Subsidiárias Integrais, podendo ser estendido às empresas controladas, coligadas e demais empresas que a Copel tenha participação.

§ 3º Os membros do Comitê de Indicação e Avaliação deverão opinar, de modo a auxiliar os acionistas sobre a conformidade na indicação de administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários, observando o cumprimento dos requisitos e ausências de vedações para as respectivas eleições.

§ 4º O Comitê de Indicação e Avaliação verificará a conformidade do processo de avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros dos Comitês Estatutários, de acordo com os parâmetros da Lei Federal nº 13.303/2016.

Art. 54 As atribuições, o funcionamento e os procedimentos deverão observar a legislação vigente e serão detalhados por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo próprio órgão.

§ 1º O Comitê de Indicação e Avaliação se reunirá sempre que necessário e decidirá por maioria de votos, e de acordo com o previsto em seu Regimento Interno, registrará em ata, inclusive as dissidências e protestos, a qual divulgará no *website* da Companhia em conformidade com a legislação aplicável, sem prejuízo da divulgação de outras deliberações que o Comitê entender necessário.

§ 2º O Presidente do Comitê de Indicação e Avaliação será eleito por seus pares, em sua primeira reunião, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão.

SEÇÃO III - COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO (CII)

Art. 55 O Comitê de Investimentos e Inovação é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 56 O Comitê de Investimentos e Inovação será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, podendo exercer suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Art. 57 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

- § 1º** O presidente do Comitê de Investimentos e Inovação, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, com registro no livro próprio de atas, será membro do Conselho de Administração, devendo ser eleito na primeira reunião após a eleição dos membros do Comitê.
- § 2º** O Comitê de Investimentos e Inovação será composto por 03 (três) membros do Conselho de Administração, eleitos e destituídos por aquele colegiado, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas, sendo:
- I. 01 (um) deles o secretário executivo do Conselho de Administração; e
 - II. 01 (um) membro do Conselho de Administração, representante dos acionistas minoritários;
- § 3º** Os membros do Comitê de Investimentos e Inovação deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.
- § 4º** O Comitê de Investimentos e Inovação se reunirá periodicamente, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, inclusive das dissidências e dos protestos, conforme previsto em seu Regimento Interno.

Art. 58 É conferido ao Comitê de Investimentos e Inovação autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO IV - COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (CDS)

Art. 59 O Comitê de Desenvolvimento Sustentável é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 60 O Comitê de Desenvolvimento Sustentável será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, podendo exercer suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Art. 61 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º O presidente do Comitê de Desenvolvimento Sustentável, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, será membro do Conselho de Administração, devendo ser eleito na primeira reunião após a eleição dos membros do Comitê.

§ 2º O Comitê de Desenvolvimento Sustentável será composto de 03 (três) a 05 (cinco) membros, eleitos e destituídos pelo Conselho de Administração, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas, observados os seguintes parâmetros:

- I no mínimo 02 (dois) membros do Conselho de Administração, sendo 01 (um) deles o secretário executivo do órgão;
- II 01 (um) membro do Comitê de Indicação e Avaliação; e
- III até 01 (um) membro externo com experiência profissional reconhecida em assuntos de responsabilidade do Comitê.

§ 3º Os membros do Comitê de Desenvolvimento Sustentável deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.

§ 4º O Comitê de Desenvolvimento Sustentável se reunirá periodicamente, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, inclusive das dissidências e dos protestos, conforme previsto em seu Regimento Interno.

Art. 62 É conferido ao Comitê de Desenvolvimento Sustentável autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO V - COMITÊ DE MINORITÁRIOS (CDM)

Art. 63 O Comitê de Minoritários é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 64 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º O presidente do Comitê de Minoritários, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, será eleito pelo Conselho de Administração.

§ 2º O Comitê de Minoritários será composto de 03 (três) membros do Conselho de Administração, representantes dos acionistas minoritários, eleitos e destituídos pelo Conselho de Administração, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas.

§ 3º Os membros do Comitê de Minoritários deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.

§ 4º O Comitê de Minoritários se reunirá sempre que necessário, conforme os assuntos de sua competência forem tratados pelo Conselho de Administração, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, conforme previsto em seu Regimento Interno, inclusive das dissidências e dos protestos.

Art. 65 É conferido ao Comitê de Minoritários autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

CAPÍTULO VI - CONSELHO FISCAL (CF)

Art. 66 A Companhia contará com um Conselho Fiscal de funcionamento permanente de fiscalização, de atuação colegiada e individual, com as competências e atribuições previstas nas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.

Art. 67 O Conselho Fiscal se reunirá ordinariamente 01 (uma) vez por mês e, extraordinariamente, sempre que necessário, quando convocado por qualquer de seus membros ou pela Diretoria, lavrando-se ata em livro próprio.

Composição e funcionamento

- Art. 68** O Conselho Fiscal será composto por 05 (cinco) membros titulares e igual número de suplentes, eleitos em Assembleia Geral com mandato unificado de 02 (dois) anos, a contar da data de sua eleição, permitidas, no máximo, 02 (duas) reconduções consecutivas.
- § 1º** O Conselho Fiscal das Subsidiárias Integrais da Copel será composto pelos 03 (três) membros e respectivos suplentes indicados pelo acionista controlador para o Conselho Fiscal da Copel Holding.
- § 2º** O presidente do Conselho Fiscal será eleito por seus pares, na primeira reunião após a eleição de seus membros, cabendo ao presidente dar cumprimento às deliberações do órgão.
- § 3º** As atribuições, o funcionamento e os procedimentos deverão observar a legislação vigente e serão detalhados por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo próprio órgão.
- § 4º** Podem ser membros do Conselho Fiscal pessoas naturais, residentes no País, com formação acadêmica compatível com o exercício da função e que tenham exercido, por prazo mínimo de 03 (três) anos, cargo de direção ou assessoramento na Administração Pública ou cargo de conselheiro fiscal ou administrador em empresa.
- § 5º** Não podem ser eleitos para o Conselho Fiscal, além das pessoas enumeradas nos parágrafos do Art. 147 da Lei Federal nº 6.404/1976, membros de Órgãos de Administração e empregados da Companhia ou de sociedade controlada ou do mesmo grupo, e o cônjuge ou parente, até terceiro grau, de administrador da Companhia.
- § 6º** É vedada a indicação para o Conselho Fiscal:
- I** de representante do órgão regulador ao qual a Copel está sujeita, de ministro de estado, de secretário de estado, de secretário municipal, de titular de cargo sem vínculo permanente com o serviço público, de natureza especial ou de direção e assessoramento superior na administração pública, de dirigente estatutário de partido político e de titular de mandato no Poder Legislativo de qualquer ente da federação, ainda que licenciados do cargo;
 - II** de pessoa que atuou, nos últimos 36 (trinta e seis) meses, como participante de estrutura decisória de partido político ou em trabalho vinculado a organização, estruturação e realização de campanha eleitoral;
 - III** de pessoa que exerça cargo em organização sindical;
 - IV** de pessoa que tenha firmado contrato ou parceria, como fornecedor ou comprador, demandante ou ofertante, de bens ou serviços de qualquer natureza, com o Estado do Paraná ou com a Copel em período inferior a 03 (três) anos antes da data de nomeação;
 - V** de pessoa que tenha ou possa ter qualquer forma de conflito de interesse com o Estado do Paraná ou com a Copel.
- § 7º** A vedação prevista no inciso I do § 5º estende-se aos parentes consanguíneos ou afins até o terceiro grau das pessoas nele mencionadas.
- Art. 69** As atribuições, o funcionamento e os procedimentos deverão observar a legislação vigente e serão detalhados por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo próprio órgão.
- § 1º** A função de membro do Conselho Fiscal é indelegável.
- § 2º** Os membros do Conselho Fiscal têm os mesmos deveres dos administradores de que tratam os artigos 153 a 156 da Lei Federal nº 6.404/1976 e respondem

pelos danos resultantes de omissão no cumprimento de seus deveres e de atos praticados com culpa ou dolo, ou com violação da lei ou do estatuto

Vacância e substituições

Art. 70 Na hipótese de vacância, renúncia ou destituição do membro efetivo, este será substituído pelo seu respectivo suplente, até que haja eleição do novo conselheiro para complementação do mandato.

Representação e pareceres

Art. 71 O presidente do Conselho Fiscal, ou ao menos um dos membros deverá comparecer às reuniões da Assembleia Geral e responder aos pedidos de informações formulados pelos acionistas.

Parágrafo único. Os pareceres e representações do conselho fiscal, ou de qualquer um de seus membros, poderão ser apresentados e lidos na Assembleia Geral, independentemente de publicação e ainda que a matéria não conste da ordem do dia.

CAPÍTULO VII - REGRAS COMUNS AOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS

Posse, impedimentos e vedações

Art. 72 Para investidura no cargo, os membros dos órgãos estatutários deverão observar as condições mínimas impostas pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e nº 13.303/2016, bem como deverão cumprir os procedimentos estabelecidos na Política de Indicação.

Art. 73 Os membros dos órgãos estatutários serão investidos em seus cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no respectivo livro de atas.

§ 1º O termo de posse deverá ser assinado nos 30 (trinta) dias seguintes à eleição ou nomeação, sob pena de sua ineficácia, salvo justificativa aceita pelo órgão para o qual o membro tiver sido eleito, e deverá conter a indicação de pelo menos 01 (um) domicílio para recebimento de citações e intimações de processos administrativos e judiciais, relativos a atos de sua gestão, sendo permitida a alteração do domicílio indicado somente mediante comunicação escrita à Companhia.

§ 2º A investidura ficará condicionada à apresentação de declaração de bens e valores, na forma prevista na legislação vigente, que deverá ser atualizada anualmente e ao término do mandato.

Art. 74 A posse dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores, e a posse dos membros do Conselho Fiscal estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal, nos termos do Regulamento do Nível 2 da B3, bem como ao atendimento dos requisitos legais aplicáveis.

Art. 75 O prazo de mandato dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários de Assessoramento e da Diretoria será de 02 (dois) anos, sendo permitidas, no máximo:

I 02 (duas) reconduções consecutivas, para os membros do Conselho Fiscal e do Comitê de Indicação e Avaliação;

-
- II 03 (três) reconduções consecutivas, para os membros do Conselho de Administração, do Comitê de Auditoria Estatutário, do Comitê de Investimentos e Inovação, do Comitê de Desenvolvimento Sustentável, do Comitê de Minoritários e da Diretoria.

Parágrafo único. Atingido o limite de reconduções a que se referem os incisos I e II do *caput* deste artigo, o retorno de membro ao órgão estatutário na mesma Companhia, só poderá ser efetuado após decorrido prazo equivalente a um mandato, exceto ao Comitê de Auditoria Estatutário, ao qual só poderá ser efetuado após decorrido prazo de 03 (três) anos.

- Art. 76** Os administradores da Companhia, os membros do Conselho Fiscal e dos Comitês Estatutários deverão aderir à política de negociações de ativos de emissão própria, e à política de divulgação de informações e fatos relevantes, em atendimento à normativa da Comissão de Valores Mobiliários, mediante assinatura do termo respectivo.
- Art. 77** O acionista e os membros da Diretoria, dos Conselhos de Administração e Fiscal e comitês estatutários que, por qualquer motivo, tiverem interesse particular direto, indireto ou conflitante com o da Companhia em determinada deliberação, deverão se abster de participar da discussão e votação desse item, ainda que como representantes de terceiros, fazendo-se constar em ata a razão da abstenção, indicando a natureza e a extensão do seu interesse.
- Art. 78** Os membros dos órgãos estatutários serão desligados mediante renúncia voluntária ou destituição a qualquer tempo, nos termos da legislação aplicável e deste Estatuto.
- Art. 79** Salvo na hipótese de renúncia ou destituição, considera-se automaticamente prorrogado o mandato dos membros dos órgãos estatutários, até a investidura dos novos membros.
- Art. 80** Além dos casos previstos em lei, dar-se-á vacância do cargo quando:
- I o membro do Conselho de Administração ou Fiscal ou dos Comitês Estatutários deixar de comparecer a 02 (duas) reuniões consecutivas ou 03 (três) intercaladas, nas últimas 12 (doze) reuniões, sem justificativa; e
- II o membro da Diretoria se afastar do exercício do cargo por mais de 30 (trinta) dias consecutivos, salvo em caso de licença ou nas hipóteses autorizados pelo Conselho de Administração.
- Art. 81** Anualmente será realizada avaliação de desempenho, individual e coletiva, dos membros do Conselho de Administração, dos Comitês Estatutários, da Diretoria e do Conselho Fiscal da Companhia e de suas Subsidiárias Integrais, com o apoio do Comitê de Indicação e Avaliação, podendo contar com instituição independente, conforme procedimento previamente definido e em conformidade com a Política de Avaliação, observado os quesitos mínimos previstos pela Lei Federal nº 13.303/2016.
- Art. 82** Os órgãos estatutários se reúnem validamente com a presença da maioria de seus membros e deliberam por voto da maioria dos presentes, com registro no livro próprio de atas, podendo estas serem lavradas de forma sumária.
- § 1º Em caso de decisão que não seja unânime, justificativa para o voto divergente poderá ser registrada, observando que se exime de responsabilidade o membro dissidente que faça consignar sua divergência em ata de reunião ou, não sendo possível, dê ciência imediata e por escrito de sua posição.
- § 2º Nas deliberações colegiadas do Conselho de Administração e da Diretoria, o membro que estiver presidindo a reunião terá o voto de desempate, além do voto pessoal.
-

Art. 83 Os membros de um órgão estatutário, quando convidados, poderão comparecer às reuniões dos outros órgãos, sem direito a voto.

Art. 84 As reuniões dos órgãos estatutários podem ser presenciais, por audioconferência ou videoconferência, nos termos deste Estatuto e do respectivo Regimento Interno.

Remuneração

Art. 85 A remuneração dos membros dos Órgãos Estatutários será fixada anualmente pela Assembleia Geral e não haverá acumulação de proventos ou quaisquer vantagens em razão das substituições que ocorram em virtude de vacância, ausências ou impedimentos temporários, nos termos do presente Estatuto.

Parágrafo Único. A remuneração dos membros do Conselho Fiscal, fixada pela Assembleia Geral que os eleger, observará o mínimo estabelecido legalmente, além do reembolso obrigatório das despesas de locomoção e estada necessárias ao desempenho da função.

Art. 86 É vedada a participação remunerada de membros da administração pública, direta ou indireta, em mais de 02 (dois) conselhos, incluindo os Conselhos de Administração ou Fiscal, considerando a Companhia ou de suas subsidiárias.

Parágrafo único. O Diretor Presidente, na condição de membro do Conselho de Administração, não será remunerado.

CAPÍTULO VIII - EXERCÍCIO SOCIAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, LUCROS, RESERVAS E DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS

Art. 87 O exercício social coincide com o ano civil e ao término de cada exercício social serão elaboradas as demonstrações financeiras observando as regras contidas na Lei Federal nº 6.404/1976, e nas normas da Comissão de Valores Mobiliários, inclusive quanto à obrigatoriedade de auditoria independente por auditor registrado nesse órgão.

§ 1º A Companhia deverá elaborar demonstrações financeiras trimestrais e divulgá-las em sítio eletrônico.

§ 2º Ao fim de cada exercício social, a Diretoria fará elaborar as demonstrações financeiras previstas em lei, observando-se, quanto aos resultados, as seguintes regras:

- I** do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda;
- II** do lucro do exercício, 5% (cinco por cento) serão aplicados na constituição de reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social;
- III** a Companhia poderá registrar como reserva os juros sobre investimentos, realizados mediante a utilização de capital próprio, nas obras em andamento; e
- IV** outras reservas poderão ser constituídas pela Companhia, na forma e limites legais.

Art. 88 Os acionistas terão direito, em cada exercício, a receber dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei Federal nº 6.404/1976.

-
- § 1º Com base nos lucros retidos, nas reservas de lucros e no lucro líquido do exercício em curso, registrados em demonstrações contábeis intermediárias semestrais ou trimestrais, o Conselho de Administração, poderá deliberar a distribuição de dividendos intermediários, dividendos intercalares ou de juros sobre o capital próprio, desde que em conformidade com a política de dividendos e sem prejuízo da posterior ratificação da Assembleia Geral.
- § 2º Os dividendos intermediários, intercalares e os juros sobre capital próprio distribuídos nos termos do §1º, serão imputados ao dividendo obrigatório referente ao exercício social em que forem declarados, observada a legislação aplicável.
- § 3º O dividendo não será obrigatório no exercício social em que o Conselho de Administração informar à Assembleia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia.
- § 4º Os lucros que deixarem de ser distribuídos nos termos do §3º serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da Companhia.
- § 5º Na forma da lei, serão submetidos ao Tribunal de Contas do Estado, até o dia 30 de abril de cada ano, os documentos da administração relativos ao exercício social imediatamente anterior.
- § 6º Quando da distribuição de juros sobre capital próprio, o percentual previsto no *caput* será considerado atingido em relação ao montante distribuído líquido de tributos, nos termos da legislação aplicável.

Art. 89 Respeitados os limites e dispositivos estabelecidos na Lei Federal nº 6.404/1976, nos exercícios em que for pago o dividendo obrigatório, a Assembleia Geral fixará, anualmente, os limites de participação da Diretoria nos lucros da Companhia.

CAPÍTULO IX - DISSOLUÇÃO E LIQUIDAÇÃO

Art. 90 A Companhia dissolver-se-á e entrará em liquidação nos casos previstos em lei, cabendo à Assembleia Geral estabelecer o modo de liquidação e eleger o liquidante, ou liquidantes, e o Conselho Fiscal, caso seu funcionamento seja solicitado por acionistas que perfaçam o quórum estabelecido em lei ou na regulamentação expedida pela Comissão de Valores Mobiliários, obedecidas as formalidades legais, fixando-lhes os poderes e a remuneração.

CAPÍTULO X - MECANISMOS DE DEFESA

Art. 91 Os membros da Diretoria, do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e dos comitês estatutários respondem pelos prejuízos ou danos causados no exercício de suas atribuições, nas hipóteses previstas em lei.

Art. 92 A Companhia assegurará, nos casos em que não houver incompatibilidade com seus próprios interesses, a defesa jurídica em processos judiciais e administrativos propostos por terceiros contra integrantes e ex-integrantes dos Órgãos Estatutários, durante ou após os respectivos mandatos, por atos praticados no exercício do cargo ou de suas funções.

- § 1º A mesma proteção definida no *caput* será estendida aos empregados prepostos e mandatários da Companhia que venham a figurar no polo passivo de processo judicial e/ou administrativo, exclusivamente em decorrência de atos que tenham praticado em cumprimento de mandato outorgado pela Companhia ou no exercício de competência delegada pelos administradores.
- § 2º A defesa jurídica será assegurada por meio da área jurídica interna ou da contratação de seguro ou, na impossibilidade de fazê-lo, por escritório de advocacia contratado, a critério da Companhia.
- § 3º Se após solicitação formal do interessado à Companhia, não for assegurada a defesa, nos termos do §2º, o agente poderá contratar, por sua conta, advogado de sua confiança, fazendo jus ao reembolso dos respectivos custos e honorários advocatícios fixados em montante razoável, proposto dentro dos parâmetros e condições atuais praticados pelo mercado para a defesa do caso específico, aprovados pelo Conselho de Administração, se for, ao final, absolvido ou exonerado de responsabilidade.
- § 4º O Conselho de Administração poderá deliberar pelo adiantamento dos honorários do advogado contratado na hipótese do §3º.

Art. 93 A Companhia poderá celebrar contratos de indenidade, observadas a legislação aplicável e as diretrizes definidas pelo Conselho de Administração em política específica.

- § 1º Os contratos previstos no *caput* deste Artigo não indenizarão atos praticados:
- I fora do exercício das atribuições ou poderes de seus signatários;
 - II com má-fé, dolo, culpa grave ou mediante fraude;
 - III em interesse próprio ou de terceiros, em detrimento do interesse social da companhia;
 - IV demais casos previstos na política e no respectivo contrato de indenidade.
- § 2º A cobertura do contrato de indenidade se aplica caso não exista cobertura de seguro de responsabilidade civil, previsto no Art. 95 do presente Estatuto.

Art. 94 A Companhia assegurará o acesso em tempo hábil a toda a documentação necessária à defesa jurídica. Adicionalmente, arcará com os custos processuais, emolumentos de qualquer natureza, despesas administrativas e depósitos para garantia de instância quando a defesa for realizada pelo jurídico interno.

Art. 95 Se a pessoa beneficiária da defesa jurídica, dentre as mencionadas no Art. 91 do presente Estatuto, for condenada ou responsabilizada, com sentença transitada em julgado, com fundamento em violação de lei ou do Estatuto, ou decorrente de ato culposo ou doloso, ficará obrigada a ressarcir a Companhia de todo o valor efetivamente desembolsado com a defesa jurídica, além de eventuais prejuízos causados.

Art. 96 A Companhia poderá manter contrato de seguro de responsabilidade civil permanente em favor das pessoas mencionadas no Art. 91 do presente Estatuto, na forma e extensão definidas pelo Conselho de Administração e na apólice contratada, para a cobertura das despesas processuais e honorários advocatícios de processos judiciais e administrativos instaurados contra elas, a fim de resguardá-las das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função, cobrindo todo o prazo de exercício dos respectivos mandatos.

CAPÍTULO XI - ALIENAÇÃO DE CONTROLE

- Art. 97** A perda da qualificação de acionista controlador pelo Estado do Paraná só poderá ocorrer em conformidade com os procedimentos constitucionais e legais aplicáveis, incluindo, sem limitação, caso aplicável, a necessidade de prévia autorização legislativa. Desde que preenchidos os pressupostos constitucionais e legais, a alienação de controle da Companhia, além de normas especificamente aplicáveis, deverá observar o disposto neste Capítulo.
- Art. 98** A alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante.
- Parágrafo único.** A oferta pública de que trata este artigo será exigida ainda: (i) quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia; ou (ii) em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o poder de controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à B3 o valor atribuído à Companhia nessa alienação, anexando documentação que comprove esse valor.
- Art. 99** Aquele que adquirir o poder de controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a: (i) efetivar a oferta pública referida no artigo 98 acima; e (ii) pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da aquisição do poder de controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à B3 operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos.
- Art. 100** A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente ou para aquele(s) que vier(em) a deter o poder de controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.
- Art. 101** Nenhum acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle poderá ser registrado na sede da Companhia enquanto os seus signatários não tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.
- Art. 102** Na oferta pública de aquisição de ações, a ser feita pelo acionista controlador ou pela Companhia, para o cancelamento do registro de companhia aberta, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao valor econômico apurado no laudo de avaliação elaborado nos termos dos parágrafos 1º e 2º deste artigo, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.
- § 1º** O laudo de avaliação referido no caput deste artigo deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e/ou do(s) acionista(s) controlador(es), além de satisfazer os
-

requisitos do §1º do artigo 8º da Lei Federal nº 6.404/1976, e conter a responsabilidade prevista no §6º do mesmo artigo.

- § 2º A escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia é de competência privativa da Assembleia Geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, e cabendo a cada ação, independentemente de espécie ou classe, o direito a um voto, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das ações em circulação presentes naquela assembleia, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de ações em circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

CAPÍTULO XII - SAÍDA DO NÍVEL 2 DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DA B3

- Art. 103** Caso seja deliberada a saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Nível 2 de Governança Corporativa, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, o acionista controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo valor econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos §§ 1º e 2º do Artigo 102, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo único. O acionista controlador estará dispensado de proceder à oferta pública de aquisição de ações referida no *caput* deste artigo se a Companhia sair do Nível 2 de Governança Corporativa em razão da celebração do contrato de participação da Companhia no segmento especial da B3 denominado Novo Mercado (Novo Mercado) ou se a Companhia, resultante de reorganização societária, obtiver autorização para negociação de valores mobiliários no Novo Mercado, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação.

- Art. 104** Na hipótese de não haver acionista controlador, caso seja deliberada a saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Nível 2 de Governança Corporativa, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa ou no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, a saída estará condicionada à realização de oferta pública de aquisição de ações nas mesmas condições previstas no artigo anterior.

- § 1º A referida Assembleia Geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações, o(s) qual(is), presente(s) na
-

assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

- § 2º Na ausência de definição dos responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição de ações, no caso de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa, caberá aos acionistas que votaram favoravelmente à reorganização societária realizar a referida oferta.

Art. 105 A saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 em razão de descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Nível 2 está condicionada à efetivação de oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo valor econômico das ações, a ser apurado em laudo de avaliação de que trata o Artigo 102 do presente Estatuto, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

- § 1º O acionista controlador deverá efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput* desse artigo.
- § 2º Na hipótese de não haver acionista controlador e a saída do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 referida no *caput* decorrer de deliberação da Assembleia geral, os acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implicou o respectivo descumprimento deverão efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput*.
- § 3º Na hipótese de não haver acionista controlador e a saída do Nível 2 de Governança Corporativa referida no *caput* ocorrer em razão de ato ou fato da administração, os administradores da Companhia deverão convocar Assembleia Geral de Acionistas cuja ordem do dia será a deliberação sobre como sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Nível 2 ou, se for o caso, deliberar pela saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa.
- § 4º Caso a Assembleia Geral mencionada no §3º delibere pela saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa, a referida Assembleia Geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput*, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

CAPÍTULO XIII – EMISSÃO DE UNITS

Art. 106 A Companhia poderá patrocinar a emissão de certificados de depósito de ações, representativos de 1 (uma) ação ordinária e 4 (quatro) ações preferenciais classe B (Units).

- § 1º As *Units* poderão ser emitidas: (i) mediante solicitação dos acionistas que detenham ações em quantidade necessária à composição das *Units*, observados os prazos, regras e procedimentos fixados pelo Conselho de Administração; (ii) mediante deliberação do Conselho de Administração, em caso de aumento de capital dentro do limite de capital autorizado com a emissão de novas ações a serem representadas por *Units*; e (iii) nos casos previstos nos Artigos 109 e 110 do presente Estatuto.
- § 2º Somente poderão ser objeto de depósito para a emissão de *Units* ações livres de ônus e gravames.
- § 3º A Companhia poderá contratar instituição financeira para emissão das *Units*.
-

Art. 107 Os titulares das *Units* terão os mesmos direitos e vantagens das ações por elas representadas, inclusive quanto ao pagamento de dividendos, juros sobre o capital próprio e quaisquer outras bonificações, pagamentos ou proventos a que possam fazer jus.

Parágrafo Único. Os titulares das *Units* têm o direito de participar das Assembleias Gerais e nelas exercer todas as prerrogativas conferidas às ações representadas pelas *Units*, mediante comprovação de sua titularidade e observadas as regras de representação de acionistas previstas neste Estatuto.

Art. 108 As *Units* são escriturais, observado que, a partir da emissão das *Units*, as ações depositadas ficarão registradas em conta de depósito aberta em nome do titular das ações perante a instituição financeira depositária.

§ 1º Salvo na hipótese de cancelamento das *Units*, a propriedade das ações representadas pelas *Units* somente poderá ser transferida por meio da transferência das *Units*.

§ 2º O titular das *Units* terá o direito de solicitar à instituição financeira depositária, a qualquer tempo, o cancelamento das *Units* e a consequente entrega das respectivas ações depositadas, observados os prazos, regras e procedimentos a serem fixados pelo Conselho de Administração.

§ 3º As *Units* sujeitas a ônus, gravames ou embaraços não poderão ser objeto de pedido de cancelamento.

§ 4º O Conselho de Administração poderá, a qualquer tempo, suspender por prazo determinado, não superior a 30 (trinta) dias, a possibilidade de cancelamento de *Units* referida no § 2º, no caso de início de oferta pública de distribuição primária e/ou secundária de *Units*, no mercado local e/ou internacional.

Art. 109 Nas hipóteses de desdobramento, grupamento, bonificação ou emissão de novas ações mediante a capitalização de lucros ou reservas, as seguintes regras deverão ser observadas com relação às *Units*:

I no caso de aumento da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária registrará o depósito das novas ações e creditará novas *Units* na conta dos respectivos titulares, de modo a refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das *Units*, sempre observando a proporção prevista no Artigo 106 do presente Estatuto, sendo que as ações que não forem passíveis de constituir *Units* serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de *Units*; e

II no caso da redução da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária debitará as contas de depósito de *Units* dos titulares das ações grupadas, efetuando o cancelamento automático de *Units* em número suficiente para refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das *Units*, sempre observando a proporção prevista no Artigo 106 do presente Estatuto, sendo que as ações não passíveis de constituir *Units* serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de *Units*.

Art. 110 Na hipótese de exercício do direito de preferência para a subscrição de ações de emissão da Companhia, se houver, a instituição financeira depositária criará novas *Units* no livro de registro de *Units* escriturais, creditando-lhes aos respectivos titulares, de modo a refletir a nova quantidade de ações depositadas na conta de depósito vinculada às *Units*, sempre observando a proporção prevista no artigo 106 deste Estatuto, sendo que as ações não passíveis de constituir *Units* serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de *Units*.

Parágrafo Único. Nos casos em que houver o exercício do direito de preferência para a subscrição de outros valores mobiliários de emissão da Companhia, não ocorrerá o crédito automático de *Units*.

CAPÍTULO XIV - RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

- Art. 111** A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda de, em especial, quanto aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores, neste Estatuto, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Nível 2, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e do Contrato de Participação no Nível 2 de Governança Corporativa da B3.

CAPÍTULO XV - DISPOSIÇÕES GERAIS

- Art. 112** Na hipótese de retirada de acionistas ou de fechamento de capital, o montante a ser pago pela Companhia a título de reembolso pelas ações detidas pelos acionistas que tenham exercido direito de retirada, nos casos autorizados por lei, deverá corresponder ao valor econômico de tais ações, a ser apurado de acordo com o procedimento de avaliação aceito pela Lei Federal nº 6.404/1976, sempre que tal valor for inferior ao valor patrimonial.
- Art. 113** A Companhia deverá observar, além do acordo de acionistas, as orientações e procedimentos previstos em legislação federal, estadual e municipal, bem como em normas regulatórias e normativas expedidas por órgãos estaduais e federais.
- Art. 114** As regras referentes aos prazos de mandato dos membros dos Órgãos Estatutários previstos neste Estatuto deverão ser aplicadas conforme previsto na Lei Federal nº 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.
-

ANEXO I - ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS

O texto originário do Estatuto da Copel (arquivado na Jucepar, sob o nº 17.340, em 16.06.1955, e publicado no DOE PR, de 25.06.1955) foi objeto de modificações cujas referências são citadas a seguir:

Ata da AG	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
	Nº arq.	Data	
09.09.1969	83.759	01.10.1969	08.10.1969
21.08.1970	88.256	04.09.1970	14.09.1970
22.10.1970	88.878	05.11.1970	16.11.1970
28.04.1972	95.513	24.05.1972	30.05.1972
30.04.1973	101.449	15.08.1973	28.08.1973
06.05.1974	104.755	21.05.1974	05.06.1974
27.12.1974	108.364	07.02.1975	21.02.1975
30.04.1975	110.111	03.06.1975	18.06.1975
26.03.1976	114.535	29.04.1976	10.05.1976
15.02.1978	123.530	28.02.1978	08.03.1978
14.08.1979	130.981	09.11.1979	20.11.1979
26.02.1980	132.253	25.03.1980	16.04.1980
30.10.1981	139.832	01.12.1981	18.12.1981
02.05.1983	146.251	31.05.1983	14.06.1983
23.05.1984	150.596	26.07.1984	28.08.1984
17.12.1984	160.881	17.01.1985	11.02.1985
11.06.1985	162.212	01.07.1985	18.07.1985
12.01.1987	166.674	13.02.1987	26.02.1987
18.03.1987	166.903	07.04.1987	08.05.1987
19.06.1987	167.914	02.07.1987	14.07.1987
22.02.1994	18444,7	28.02.1994	17.03.1994
22.08.1994	309,0	20.09.1994	06.10.1994
15.02.1996	960275860	27.02.1996	06.03.1996
18.10.1996	961839597	29.10.1996	06.11.1996
10.07.1997	971614148	18.07.1997	22.07.1997
12.03.1998	980428793	01.04.1998	07.04.1998
30.04.1998	981597050	06.05.1998	12.05.1998
25.05.1998	981780954	28.05.1998	02.06.1998
26.01.1999	990171175	05.02.1999	11.02.1999
25.03.1999	990646483	14.04.1999	23.04.1999
27.03.2000	000633666	30.03.2000	07.04.2000
07.08.2001	20011994770	14.08.2001	27.08.2001
26.12.2002	20030096413	29.01.2003	10.02.2003
19.02.2004	20040836223	08.03.2004	19.03.2004
17.06.2005	20052144879	23.06.2005	05.07.2005

Cont...

ANEXO I - ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS

Continuação...

Ata da AG	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
	Nº arq.	Data	
11.01.2006	20060050632	20.01.2006	25.01.2006
24.08.2006	20063253062	30.08.2006	11.09.2006
02.07.2007	20072743441	04.07.2007	27.07.2007
18.04.2008	20081683790	25.04.2008	27.05.2008
13.03.2009	20091201500	13.03.2009	31.03.2009
08.07.2010	20106612077	20.07.2010	04.08.2010
28.04.2011	20111122929	10.05.2011	07.06.2011
26.04.2012	20123192609	09.05.2012	15.05.2012
25.04.2013	20132186560	07.05.2013	20.05.2013
25.07.2013	20134231198	30.07.2013	09.08.2013
10.10.2013	20135861330	15.10.2013	25.10.2013
24.04.2014	20142274046	29.04.2014	05.05.2014
23.04.2015	20152615962	04.05.2015	06.05.2015
22.12.2016	20167724827	04.01.2017	06.01.2017
07.06.2017	20173251129	12.06.2017	19.06.2017
28.06.2018	20183296796	11.07.2018	17.07.2018
29.04.2019	20192743090	07.05.2019	10.05.2019
02.12.2019	20197383041	17.12.2019	19.12.2019
11.03.2021	20211660922	25.03.2021	06.04.2021
27.09.2021	20216601347	30.09.2021	18.10.2021
26.11.2021	20218025483	06.12.2021	10.12.2021

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Capital Inicial, em 28.03.1955: Cr\$ 800.000.000,00

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
01.10.1960	1.400.000.000,00	26.350	13.10.1960	14.10.1960
16.04.1962	4.200.000.000,00	31.036	03.05.1962	26.05.1962
11.11.1963	8.000.000.000,00	37.291	28.11.1963	02.12.1963
13.10.1964	16.000.000.000,00	50.478	23.10.1964	31.10.1964
24.09.1965	20.829.538.000,00	65.280	15.10.1965	18.10.1965
29.10.1965	40.000.000.000,00	65.528	12.11.1965	18.11.1965
20.09.1966	70.000.000.000,00	70.003	11.10.1966	18.10.1966 ¹
NCr\$				
31.10.1967	125.000.000,00	74.817	01.12.1967	07.12.1967
17.06.1968	138.660.523,00	77.455	27.06.1968	13.07.1968
27.11.1968	180.000.000,00	79.509	10.12.1968	20.12.1968
06.06.1969	210.000.000,00	82.397	11.07.1969	05.08.1969
13.10.1969	300.000.000,00	84.131	30.10.1969	03.11.1969
03.12.1969	300.005.632,00	84.552	16.12.1969	30.12.1969
06.04.1970	332.111.886,00	86.263	14.05.1970	09.06.1970
Cr\$				
24.11.1970	425.000.000,00	89.182	11.12.1970	18.12.1970
18.12.1970	500.178.028,00	89.606	04.02.1971	17.02.1971
31.07.1972	866.000.000,00	97.374	21.09.1972	04.10.1972
30.04.1973 ²	867.934.700,00	101.449	15.08.1973	28.08.1973
31.08.1973	877.000.000,00	102.508	09.11.1973	21.11.1973
30.10.1973 ³	1.023.000.000,00	103.387	25.01.1974	11.02.1974
30.05.1974	1.023.000.010,00	105.402	21.06.1974	27.06.1974
27.12.1974	1.300.000.000,00	108.364	07.02.1975	21.02.1975
30.04.1975	1.302.795.500,00	110.111	13.06.1975	18.06.1975
22.12.1975	1.600.000.000,00	113.204	15.01.1976	13.02.1976
26.03.1976	1.609.502.248,00	114.535	29.04.1976	10.05.1976
17.12.1976	2.100.000.000,00	118.441	14.01.1977	04.02.1977
29.08.1977	3.000.000.000,00	122.059	14.10.1977	25.10.1977
16.11.1977	3.330.000.000,00	122.721	13.12.1977	12.01.1978
28.04.1978	3.371.203.080,00	125.237	06.07.1978	20.07.1978

Cont....

¹ Retificada no DOE PR de 05.06.1967.

² Ratificada na AGE de 07.08.1973, publicada no DOE PR de 23.08.1973.

³ Ratificada na AGE de 21.12.1973, publicada no DOE PR de 01.02.1974.

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Continuação...

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
14.12.1978	4.500.000.000,00	127.671	19.01.1979	06.03.1979
05.03.1979	5.656.487.659,00	128.568	04.05.1979	17.05.1979
30.04.1979	5.701.671.254,00	129.780	24.07.1979	14.08.1979
24.09.1979	8.000.000.000,00	130.933	05.11.1979	23.11.1979
CR\$				
27.03.1980	10.660.296.621,00	133.273	17.06.1980	27.06.1980
29.04.1980	10.729.574.412,00	133.451	27.06.1980	16.07.1980
16.10.1980	11.600.000.000,00	135.337	02.12.1980	20.01.1981
30.04.1981	20.000.000.000,00	137.187	19.05.1981	29.05.1981
30.10.1981	20.032.016.471,00	139.832	01.12.1981	18.12.1981
30.04.1982	37.073.740.000,00	141.852	01.06.1982	17.06.1982
29.10.1982	39.342.000.000,00	144.227	14.12.1982	29.12.1982
14.03.1983	75.516.075.768,00	145.422	12.04.1983	10.05.1983
02.05.1983	80.867.000.000,00	146.251	31.05.1983	14.06.1983
01.09.1983	83.198.000.000,00	148.265	25.10.1983	09.12.1983
10.04.1984	205.139.191.167,00	150.217	15.06.1984	17.07.1984
10.04.1984	215.182.000.000,00	150.217	15.06.1984	17.07.1984
05.10.1984	220.467.480.000,00	160.412	08.11.1984	27.11.1984
25.03.1985	672.870.475.837,00	161.756	21.05.1985	11.06.1985
25.03.1985	698.633.200.000,00	161.756	21.05.1985	11.06.1985
18.09.1985	719.093.107.000,00	163.280	14.11.1985	27.11.1985
Cz\$				
25.04.1986	2.421.432.629,00	164.815	11.06.1986	30.06.1986
23.10.1986	2.472.080.064,00	166.138	06.11.1986	14.11.1986
18.03.1987	4.038.049.401,49	166.903	07.04.1987	08.05.1987
18.03.1987	4.516.311.449,87	166.903	07.04.1987	08.05.1987
18.09.1987	4.682.539.091,91	168.598	06.10.1987	16.10.1987
14.04.1988	18.772.211.552,10	170.034	06.05.1988	25.05.1988 ⁴
14.04.1988	19.335.359.578,00	170.034	06.05.1988	25.05.1988
14.06.1988	19.646.159.544,00	170.727	11.07.1988	20.07.1988
25.04.1989	174.443.702.532,00	172.902	26.05.1989	06.07.1989
NCz\$				
25.04.1989	182.848.503,53	172.902	26.05.1989	06.07.1989
26.06.1989	184.240.565,60	17.337,4	12.07.1989	21.07.1989

Cont....

⁴ Retificação no DOE nº 2780, de 27.05.88.

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Continuação...

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
30.03.1990	2.902.464.247,10	175.349	02.05.1990	09.05.1990
30.03.1990	3.113.825.643,60	175.349	02.05.1990	09.05.1990
25.05.1990	3.126.790.072,52	176.016	10.07.1990	09.08.1990
25.03.1991	28.224.866.486,42	17.780,9	26.04.1991	23.05.1991
25.03.1991	30.490.956.176,38	17.780,9	26.04.1991	23.05.1991
23.05.1991	30.710.162.747,26	17.833,7	18.06.1991	27.06.1991
28.04.1992	337.561.908.212,47	18.061,7	08.06.1992	06.07.1992
28.04.1992	367.257.139.084,96	18.061,7	08.06.1992	06.07.1992
25.06.1992	369.418.108.461,33	18.089,9	09.07.1992	17.07.1992
01.04.1993	4.523.333.257.454,10	18.255,3	29.04.1993	20.05.1993
01.04.1993	4.814.158.615.553,95	18.255,3	29.04.1993	20.05.1993
15.06.1993	4.928.475.489.940,95 ⁵	18.313,9	13.07.1993	24.08.1993
CR\$				
26.04.1994	122.158.200.809,22 ⁶	1847810	10.05.1994	08.06.1994
R\$				
25.04.1995	446.545.229,15	950696471	18.05.1995	19.06.1995
23.04.1996	546.847.990,88	960710000	07.05.1996	15.05.1996
29.07.1997	1.087.959.086,89	971614130	30.07.1997	01.08.1997
07.08.1997	1.169.125.740,57 ⁷	971761671	12.08.1997	15.08.1997
12.03.1998	1.225.351.436,59	980428793	01.04.1998	07.04.1998
25.03.1999	1.620.246.833,38	990646483	14.04.1999	23.04.1999
26.12.2002	2.900.000.000,00	20030096413	29.01.2003	10.02.2003
29.04.2004	3.480.000.000,00	20041866290	07.06.2004	18.06.2004
27.04.2006	3.875.000.000,00	20061227897	09.05.2006	24.05.2006
27.04.2007	4.460.000.000,00	20071761462	05.05.2007	29.05.2007
27.04.2010	6.910.000.000,00	20105343960	06.05.2010	13.05.2010
22.12.2016	7.910.000.000,00	20167724827	04.01.2017	06.01.2017
29.04.2019	10.800.000.000,00	20192743090	07.05.2019	10.05.2019

⁵ Em função da Medida Provisória nº 336, de 28.07.93, que altera a moeda nacional, o capital da Empresa passou, a partir de 01.08.93, a ser registrado em "cruzeiros reais" (CR\$ 4.928.475.475,41, nesta última data).

⁶ Em função da Medida Provisória nº 542, de 30.06.94, que altera a moeda nacional, o capital da Empresa passou, a partir de 01.07.94, a ser registrado em "reais" (R\$ 44.421.146,54, nesta última data).

⁷ Aumento do capital social autorizado pelo Conselho de Administração.

[Execution Copy]

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL

AND

THE BANK OF NEW YORK MELLON

As Depositary

AND

OWNERS AND HOLDERS OF AMERICAN DEPOSITARY SHARES

Amended and Restated Deposit Agreement

(For Units)

April 27, 2021

TABLE OF CONTENTS

ARTICLE 1.	DEFINITIONS.....	2
SECTION 1.1.	American Depositary Shares.....	2
SECTION 1.2.	Central Bank.	2
SECTION 1.3.	Commission.	2
SECTION 1.4.	Company.	3
SECTION 1.5.	Custodian.	3
SECTION 1.6.	CVM.	3
SECTION 1.7.	Deliver; Surrender.....	3
SECTION 1.8.	Deposit Agreement.	4
SECTION 1.9.	Depository; Depository’s Office.	4
SECTION 1.10.	Deposited Securities.....	4
SECTION 1.11.	Disseminate.....	4
SECTION 1.12.	Dollars.....	4
SECTION 1.13.	DTC.....	5
SECTION 1.14.	Foreign Registrar.	5
SECTION 1.15.	Holder.	5
SECTION 1.16.	Owner.....	5
SECTION 1.17.	Receipts.....	5
SECTION 1.18.	Registrar.....	5
SECTION 1.19.	Replacement.....	5
SECTION 1.20.	Restricted Securities.....	5
SECTION 1.21.	Securities Act of 1933.....	6
SECTION 1.22.	Shares.....	6
SECTION 1.23.	SWIFT.....	6
SECTION 1.24.	Termination Option Event.	6
SECTION 1.25.	Units; Unit Depository.	7
ARTICLE 2.	FORM OF RECEIPTS, DEPOSIT OF SHARES, DELIVERY, TRANSFER AND SURRENDER OF AMERICAN DEPOSITARY SHARES	7
SECTION 2.1.	Form of Receipts; Registration and Transferability of American Depositary Shares.....	7
SECTION 2.2.	Deposit of Units.	8
SECTION 2.3.	Delivery of American Depositary Shares.	9
SECTION 2.4.	Registration of Transfer of American Depositary Shares; Combination and Split-up of Receipts; Interchange of Certificated and Uncertificated American Depositary Shares.	9
SECTION 2.5.	Surrender of American Depositary Shares and Withdrawal of Deposited Securities.	10

SECTION 2.6.	Limitations on Delivery, Registration of Transfer and Surrender of American Depositary Shares.....	11
SECTION 2.7.	Lost Receipts, etc.	12
SECTION 2.8.	Cancellation and Destruction of Surrendered Receipts.	12
SECTION 2.9.	DTC Direct Registration System and Profile Modification System.....	13
ARTICLE 3.	CERTAIN OBLIGATIONS OF OWNERS AND HOLDERS OF AMERICAN DEPOSITARY SHARES	13
SECTION 3.1.	Filing Proofs, Certificates and Other Information.	13
SECTION 3.2.	Liability of Owner for Taxes.	14
SECTION 3.3.	Warranties on Deposit of Units.....	14
SECTION 3.4.	Disclosure of Interests.....	14
SECTION 3.5.	Delivery of Information to the CVM.	15
ARTICLE 4.	THE DEPOSITED SECURITIES	15
SECTION 4.1.	Cash Distributions.....	15
SECTION 4.2.	Distributions Other Than Cash, Units or Rights.	16
SECTION 4.3.	Distributions in Units.....	17
SECTION 4.4.	Rights.	18
SECTION 4.5.	Conversion of Foreign Currency.	19
SECTION 4.6.	Fixing of Record Date.....	20
SECTION 4.7.	Voting of Deposited Units.	21
SECTION 4.8.	Tender and Exchange Offers; Redemption, Replacement or Cancellation of Deposited Securities.....	22
SECTION 4.9.	Reports.	23
SECTION 4.10.	Lists of Owners.	24
SECTION 4.11.	Withholding.	24
ARTICLE 5.	THE DEPOSITARY, THE CUSTODIANS AND THE COMPANY	24
SECTION 5.1.	Maintenance of Office and Register by the Depositary.	24
SECTION 5.2.	Prevention or Delay of Performance by the Company or the Depositary.....	25
SECTION 5.3.	Obligations of the Depositary and the Company.	26
SECTION 5.4.	Resignation and Removal of the Depositary.	27
SECTION 5.5.	The Custodian.	28
SECTION 5.6.	Notices and Reports.	28
SECTION 5.7.	Distribution of Additional Units, Rights, etc.	29
SECTION 5.8.	Indemnification.	29

SECTION 5.9.	Charges of Depositary.....	30
SECTION 5.10.	Retention of Depositary Documents.....	31
SECTION 5.11.	Exclusivity.....	31
SECTION 5.12.	Information for Regulatory Compliance.....	31
ARTICLE 6.	AMENDMENT AND TERMINATION	31
SECTION 6.1.	Amendment.....	31
SECTION 6.2.	Termination.....	32
ARTICLE 7.	MISCELLANEOUS	33
SECTION 7.1.	Counterparts; Signatures; Delivery.....	33
SECTION 7.2.	No Third Party Beneficiaries.....	33
SECTION 7.3.	Severability.....	33
SECTION 7.4.	Owners and Holders as Parties; Binding Effect.....	34
SECTION 7.5.	Notices.....	34
SECTION 7.6.	Appointment of Agent for Service of Process; Submission to Jurisdiction; Jury Trial Waiver.....	34
SECTION 7.7.	Waiver of Immunities.....	35
SECTION 7.8.	Governing Law.....	36

AMENDED AND RESTATED DEPOSIT AGREEMENT

AMENDED AND RESTATED DEPOSIT AGREEMENT dated as of April 27, 2021 among COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL, *a sociedade de economia mista* incorporated under the laws of the Federative Republic of Brazil (herein called the Company), THE BANK OF NEW YORK MELLON (formerly known as The Bank of New York), a New York banking corporation (herein called the Depository), and all Owners and Holders (each as hereinafter defined) from time to time of American Depositary Shares issued hereunder.

WITNESSETH:

WHEREAS, the Company and the Depository entered into (i) a deposit agreement for the Company's common shares dated as of March 21, 1996 and subsequently amended and restated that agreement as of July 29, 1997 and November 21, 2007 (that agreement, as so amended and restated, the "Prior Common Shares Deposit Agreement") for the purposes stated in that agreement and (ii) a deposit agreement for the Company's non-voting class B preferred shares dated as of March 21, 1996 and subsequently amended and restated that agreement as of July 29, 1997 and November 21, 2007 (that agreement, as so amended and restated, the "Prior Preferred Shares Deposit Agreement" and, together with the Prior Common Shares Deposit Agreement, the "Prior Deposit Agreements") for the purposes stated in that agreement; and

WHEREAS, the Company established a share deposit certificates program in Brazil pursuant to which certain of the Company's shareholders, including the Depository have elected to exchange their common and preferred shares for certificates (herein called Units), each consisting of one common share and four preferred shares (herein called Unit Multiples), and offered to exchange preferred shares for common shares and vice versa to aid in creation of Unit Multiples; and

WHEREAS, the Issuer and the Depository now wish to amend the Prior Deposit Agreements to, among other things, (i) provide that all American Depositary Shares shall represent Units, (ii) provide that, on and after the date of this Amended and Restated Deposit Agreement, only Units may be deposited and (iii) amend and update various other provisions of the Prior Deposit Agreements; and

WHEREAS, the Company desires to provide, as set forth in this Deposit Agreement, for the deposit of Units (as hereinafter defined) of the Company from time to time with the Depository or with the Custodian (as hereinafter defined) under this Amended and Restated Deposit Agreement, for the creation of American Depositary Shares representing the Units so deposited and for the execution and delivery of American Depositary Receipts evidencing the American Depositary Shares; and

WHEREAS, the American Depositary Receipts are to be substantially in the form of Exhibit A annexed to this Amended and Restated Deposit Agreement, with

appropriate insertions, modifications and omissions, as set forth in this Amended and Restated Deposit Agreement;

NOW, THEREFORE, in consideration of the premises, it is agreed by and between the parties hereto that each of the Prior Deposit Agreements is hereby amended and restated as follows, so as to form one amended and restated agreement:

ARTICLE 1. DEFINITIONS

The following definitions shall for all purposes, unless otherwise clearly indicated, apply to the respective terms used in this Deposit Agreement:

SECTION 1.1. American Depositary Shares.

The term “American Depositary Shares” shall mean the securities created under this Deposit Agreement representing rights with respect to the Deposited Securities. American Depositary Shares may be certificated securities evidenced by Receipts or uncertificated securities. The form of Receipt annexed as Exhibit A to this Deposit Agreement shall be the prospectus required under the Securities Act of 1933 for sales of both certificated and uncertificated American Depositary Shares. Except for those provisions of this Deposit Agreement that refer specifically to Receipts, all the provisions of this Deposit Agreement shall apply to both certificated and uncertificated American Depositary Shares.

Each American Depositary Share shall represent the number of Units specified in Exhibit A to this Deposit Agreement, except that, if there is a distribution upon Deposited Securities covered by Section 4.3, a change in Deposited Securities covered by Section 4.8 with respect to which additional American Depositary Shares are not delivered or a sale of Deposited Securities under Section 3.2 or 4.8, each American Depositary Share shall thereafter represent the amount of Units or other Deposited Securities that are then on deposit per American Depositary Share after giving effect to that distribution, change or sale.

SECTION 1.2. Central Bank.

The term “Central Bank” shall mean the *Banco Central do Brasil* or any successor governmental agency in Brazil.

SECTION 1.3. Commission.

The term “Commission” shall mean the Securities and Exchange Commission of the United States or any successor governmental agency in the United States.

SECTION 1.4. Company.

The term “Company” shall mean Companhia Paranaense de Energia - COPEL, a *sociedade de economia mista* incorporated under the laws of the Federative Republic of Brazil, and its successors.

SECTION 1.5. Custodian.

The term “Custodian” shall mean Itaú Unibanco S.A., as custodian for the Depositary in Brazil for the purposes of this Deposit Agreement, and any other firm or corporation the Depositary appoints under Section 5.5 as a substitute custodian under this Deposit Agreement.

SECTION 1.6. CVM.

The term “CVM” shall mean the *Comissão de Valores Mobiliários*, the Brazilian National Securities Commission, or any successor governmental agency in Brazil.

SECTION 1.7. Deliver; Surrender.

(a) The term “deliver”, or its noun form, when used with respect to Units or other Deposited Securities, shall mean (i) book-entry transfer of those Units or other Deposited Securities to an account maintained by an institution authorized under applicable law to effect transfers of such securities designated by the person entitled to that delivery or (ii) physical transfer of certificates evidencing those Units or other Deposited Securities registered in the name of, or duly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer to, the person entitled to that delivery.

(b) The term “deliver”, or its noun form, when used with respect to American Depositary Shares, shall mean (i) registration of those American Depositary Shares in the name of DTC or its nominee and book-entry transfer of those American Depositary Shares to an account at DTC designated by the person entitled to that delivery, (ii) registration of those American Depositary Shares not evidenced by a Receipt on the books of the Depositary in the name requested by the person entitled to that delivery and mailing to that person of a statement confirming that registration or (iii) if requested by the person entitled to that delivery, execution and delivery at the Depositary’s Office to the person entitled to that delivery of one or more Receipts evidencing those American Depositary Shares registered in the name requested by that person.

(c) The term “surrender”, when used with respect to American Depositary Shares, shall mean (i) one or more book-entry transfers of American Depositary Shares to the DTC account of the Depositary, (ii) delivery to the Depositary at its Office of an instruction to surrender American Depositary Shares not evidenced by a Receipt or

(iii) surrender to the Depository at its Office of one or more Receipts evidencing American Depository Shares.

SECTION 1.8. Deposit Agreement.

The term “Deposit Agreement” shall mean this Deposit Agreement, as it may be amended from time to time in accordance with the provisions of this Deposit Agreement.

SECTION 1.9. Depository; Depository’s Office.

The term “Depository” shall mean The Bank of New York Mellon, a New York banking corporation, and any successor as depository under this Deposit Agreement. The term “Office”, when used with respect to the Depository, shall mean the office at which its depository receipts business is administered, which, at the date of this Deposit Agreement, is located at 240 Greenwich Street, New York, New York 10286.

SECTION 1.10. Deposited Securities.

The term “Deposited Securities” as of any time shall mean Units at such time deposited or deemed to be deposited under this Deposit Agreement, including without limitation, Units that have not been successfully delivered upon surrender of American Depository Shares, and any and all other securities, property and cash received by the Depository or the Custodian in respect of Deposited Securities and at that time held under this Deposit Agreement.

SECTION 1.11. Disseminate.

The term “Disseminate,” when referring to a notice or other information to be sent by the Depository to Owners, shall mean (i) sending that information to Owners in paper form by mail or another means or (ii) with the consent of Owners, another procedure that has the effect of making the information available to Owners, which may include (A) sending the information by electronic mail or electronic messaging or (B) sending in paper form or by electronic mail or messaging a statement that the information is available and may be accessed by the Owner on an Internet website and that it will be sent in paper form upon request by the Owner, when that information is so available and is sent in paper form as promptly as practicable upon request.

SECTION 1.12. Dollars.

The term “Dollars” shall mean United States dollars.

SECTION 1.13. DTC.

The term “DTC” shall mean The Depository Trust Company or its successor.

SECTION 1.14. Foreign Registrar.

The term “Foreign Registrar” shall mean the entity that carries out the duties of registrar for the Units and any other agent of the Company for the transfer and registration of Units, including, without limitation, any securities depository for the Units.

SECTION 1.15. Holder.

The term “Holder” shall mean any person holding a Receipt or a security entitlement or other interest in American Depositary Shares, whether for its own account or for the account of another person, but that is not the Owner of that Receipt or those American Depositary Shares.

SECTION 1.16. Owner.

The term “Owner” shall mean the person in whose name American Depositary Shares are registered on the books of the Depository maintained for that purpose.

SECTION 1.17. Receipts.

The term “Receipts” shall mean the American Depositary Receipts issued under this Deposit Agreement evidencing certificated American Depositary Shares, as the same may be amended from time to time in accordance with the provisions of this Deposit Agreement.

SECTION 1.18. Registrar.

The term “Registrar” shall mean any corporation or other entity that is appointed by the Depository to register American Depositary Shares and transfers of American Depositary Shares as provided in this Deposit Agreement.

SECTION 1.19. Replacement.

The term “Replacement” shall have the meaning assigned to it in Section 4.8.

SECTION 1.20. Restricted Securities.

The term “Restricted Securities” shall mean Units that (i) are “restricted securities,” as defined in Rule 144 under the Securities Act of 1933 (“Rule 144”), except

for Units that could be resold in reliance on Rule 144 without any conditions, (ii) are beneficially owned by an officer, director (or person performing similar functions) or other affiliate of the Company, (iii) otherwise would require registration under the Securities Act of 1933 in connection with the public offer and sale thereof in the United States or (iv) are subject to other restrictions on sale or deposit under the laws of the Federative Republic of Brazil, a shareholder agreement or the articles of association or similar document of the Company.

SECTION 1.21. Securities Act of 1933.

The term “Securities Act of 1933” shall mean the United States Securities Act of 1933, as from time to time amended.

SECTION 1.22. Shares.

The term “Shares” shall mean the securities comprising the Units. As of the date of this Deposit Agreement, each Unit consists of one common share and four non-voting class B preferred shares of the Company.

SECTION 1.23. SWIFT.

The term “SWIFT” shall mean the financial messaging network operated by the Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication, or its successor.

SECTION 1.24. Termination Option Event.

The term “Termination Option Event” shall mean any of the following events or conditions:

(i) the Company institutes proceedings to be adjudicated as bankrupt or insolvent, consents to the institution of bankruptcy or insolvency proceedings against it, files a petition or answer or consent seeking reorganization or relief under any applicable law in respect of bankruptcy or insolvency, consents to the filing of any petition of that kind or to the appointment of a receiver, liquidator, assignee, trustee, custodian or sequestrator (or other similar official) of it or any substantial part of its property or makes an assignment for the benefit of creditors, or if information becomes publicly available indicating that unsecured claims against the Company are not expected to be paid;

(ii) the Units are delisted, or the Company announces its intention to delist the Units, from a stock exchange outside the United States, and the Company has not applied to list the Units on any other stock exchange outside the United States;

(iii) the American Depositary Shares are delisted from a stock exchange in the United States on which the American Depositary Shares were listed and, 30 days after that delisting, the American Depositary Shares have not been listed on another stock

exchange in the United States, nor is there a symbol available for over-the-counter trading of the American Depositary Shares in the United States;

(iv) the Depositary has received notice of facts that indicate, or otherwise has reason to believe, that the American Depositary Shares have become, or with the passage of time will become, ineligible for registration on Form F-6 under the Securities Act of 1933; or

(v) an event or condition that is defined as a Termination Option Event in Section 4.1, 4.2 or 4.8.

SECTION 1.25. Units; Unit Depositary.

The term “Units” shall mean units issued under the *Contrato de Prestação de Serviços de Emissor e Depositário de Units* dated January 11, 2021 between the Company and Banco Bradesco S.A., as unit depositary (the “Unit Depositary”), as that agreement may be amended and supplemented from time to time, that are validly issued and outstanding; provided, however, that, if there shall occur any change, exchange or conversion in respect of the Units, the term “Units” shall thereafter also mean the successor securities resulting from such change, exchange or conversion.

ARTICLE 2. FORM OF RECEIPTS, DEPOSIT OF SHARES, DELIVERY, TRANSFER AND SURRENDER OF AMERICAN DEPOSITARY SHARES

SECTION 2.1. Form of Receipts; Registration and Transferability of American Depositary Shares.

Definitive Receipts shall be substantially in the form set forth in Exhibit A to this Deposit Agreement, with appropriate insertions, modifications and omissions, as permitted under this Deposit Agreement. No Receipt shall be entitled to any benefits under this Deposit Agreement or be valid or obligatory for any purpose, unless that Receipt has been [(i) executed by the Depositary by the manual signature of a duly authorized officer of the Depositary or (ii) executed by the facsimile signature of a duly authorized officer of the Depositary and countersigned by the manual signature of a duly authorized signatory of the Depositary or the Registrar or a co-registrar.¹] The Depositary shall maintain books on which (x) each Receipt so executed and delivered as provided in this Deposit Agreement and each transfer of that Receipt and (y) all American Depositary Shares delivered as provided in this Deposit Agreement and all registrations of transfer of American Depositary Shares, shall be registered. A Receipt bearing the facsimile signature of a person that was at any time a proper officer of the Depositary shall, subject to the other provisions of this paragraph, bind the Depositary, even if that person was not a proper officer of the Depositary on the date of issuance of that Receipt.

¹ **NTD:** Will you require the physical copy of the manual signature? Or simply PDF?.

The Receipts and statements confirming registration of American Depositary Shares may have incorporated in or attached to them such legends or recitals or modifications not inconsistent with the provisions of this Deposit Agreement as may be required by the Depositary or required to comply with any applicable law or regulations thereunder or with the rules and regulations of any securities exchange upon which American Depositary Shares may be listed or to conform with any usage with respect thereto, or to indicate any special limitations or restrictions to which any particular Receipts and American Depositary Shares are subject by reason of the date of issuance of the underlying Deposited Securities or otherwise.

American Depositary Shares evidenced by a Receipt, when the Receipt is properly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer, shall be transferable as certificated registered securities under the laws of the State of New York. American Depositary Shares not evidenced by Receipts shall be transferable as uncertificated registered securities under the laws of the State of New York. The Depositary, notwithstanding any notice to the contrary, may treat the Owner of American Depositary Shares as the absolute owner thereof for the purpose of determining the person entitled to distribution of dividends or other distributions or to any notice provided for in this Deposit Agreement and for all other purposes, and neither the Depositary nor the Company shall have any obligation or be subject to any liability under this Deposit Agreement to any Holder of American Depositary Shares (but only to the Owner of those American Depositary Shares).

SECTION 2.2. Deposit of Units.

Subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, Units or evidence of rights to receive Units may be deposited under this Deposit Agreement by delivery thereof to any Custodian, accompanied by any appropriate instruments or instructions for transfer, or endorsement, in form satisfactory to the Custodian.

As conditions of accepting Units for deposit, the Depositary may require (i) any certification required by the Depositary or the Custodian in accordance with the provisions of this Deposit Agreement, (ii) a written order directing the Depositary to deliver to, or upon the written order of, the person or persons stated in that order American Depositary Shares representing those deposited Units, (iii) evidence satisfactory to the Depositary that those Units have been re-registered in the books of the Unit Depositary or the Foreign Registrar in the name of the Depositary, a Custodian or a nominee of the Depositary or a Custodian, (iv) evidence satisfactory to the Depositary that any necessary approval for the transfer or deposit has been granted by any governmental body in each applicable jurisdiction and (v) an agreement or assignment, or other instrument satisfactory to the Depositary, that provides for the prompt transfer to the Custodian of any dividend, or right to subscribe for additional Units or to receive other property, that any person in whose name those Units are or have been recorded may thereafter receive upon or in

respect of those Units, or, in lieu thereof, such agreement of indemnity or other agreement as shall be satisfactory to the Depositary.

At the request and risk and expense of a person proposing to deposit Units, and for the account of that person, the Depositary may receive certificates for Units to be deposited, together with the other instruments specified in this Section, for the purpose of forwarding those Unit certificates to the Custodian for deposit under this Deposit Agreement.

The Depositary shall instruct the Custodian that, upon each delivery to the Custodian of a certificate or certificates for Units to be deposited under this Deposit Agreement, together with the other documents specified in this Section, the Custodian shall, as soon as transfer and recordation can be accomplished, present that certificate or those certificates to the Unit Depositary or the Foreign Registrar, if applicable, for transfer and recordation of the Units being deposited in the name of the Depositary or its nominee or the Custodian or its nominee.

Deposited Securities shall be held by the Depositary or by the Custodian for the account and to the order of the Depositary or at such other place or places as the Depositary shall determine.

SECTION 2.3. Delivery of American Depositary Shares.

The Depositary shall instruct each Custodian that, upon receipt by that Custodian of any deposit pursuant to Section 2.2, together with the other documents or evidence required under that Section, that Custodian shall notify the Depositary of that deposit and the person or persons to whom or upon whose written order American Depositary Shares are deliverable in respect thereof. Upon receiving a notice of a deposit from a Custodian, or upon the receipt of Units or evidence of the right to receive Units by the Depositary, the Depositary, subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, shall deliver, to or upon the order of the person or persons entitled thereto, the number of American Depositary Shares issuable in respect of that deposit, but only upon payment to the Depositary of the fees and expenses of the Depositary for the delivery of those American Depositary Shares as provided in Section 5.9, and of all taxes and governmental charges and fees payable in connection with that deposit and the transfer of the deposited Units. However, the Depositary shall deliver only whole numbers of American Depositary Shares.

SECTION 2.4. Registration of Transfer of American Depositary Shares; Combination and Split-up of Receipts; Interchange of Certificated and Uncertificated American Depositary Shares.

The Depositary, subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, shall register a transfer of American Depositary Shares on its transfer books upon (i) in the case of certificated American Depositary Shares, surrender of the Receipt

evidencing those American Depositary Shares, by the Owner or by a duly authorized attorney, properly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer or (ii) in the case of uncertificated American Depositary Shares, receipt from the Owner of a proper instruction (including, for the avoidance of doubt, instructions through DRS and Profile as provided in Section 2.9), and, in either case, duly stamped as may be required by the laws of the State of New York and of the United States of America. Upon registration of a transfer, the Depositary shall deliver the transferred American Depositary Shares to or upon the order of the person entitled thereto.

The Depositary, subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, shall upon surrender of a Receipt or Receipts for the purpose of effecting a split-up or combination of such Receipt or Receipts, execute and deliver a new Receipt or Receipts for any authorized number of American Depositary Shares requested, evidencing the same aggregate number of American Depositary Shares as the Receipt or Receipts surrendered.

The Depositary, upon surrender of certificated American Depositary Shares for the purpose of exchanging for uncertificated American Depositary Shares, shall cancel the Receipt evidencing those certificated American Depositary Shares and send the Owner a statement confirming that the Owner is the owner of the same number of uncertificated American Depositary Shares. The Depositary, upon receipt of a proper instruction (including, for the avoidance of doubt, instructions through DRS and Profile as provided in Section 2.9) from the Owner of uncertificated American Depositary Shares for the purpose of exchanging for certificated American Depositary Shares, shall cancel those uncertificated American Depositary Shares and register and deliver to the Owner a Receipt evidencing the same number of certificated American Depositary Shares.

The Depositary may appoint one or more co-transfer agents for the purpose of effecting registration of transfers of American Depositary Shares and combinations and split-ups of Receipts at designated transfer offices on behalf of the Depositary. In carrying out its functions, a co-transfer agent may require evidence of authority and compliance with applicable laws and other requirements by Owners or persons entitled to American Depositary Shares and will be entitled to protection and indemnity to the same extent as the Depositary.

SECTION 2.5. Surrender of American Depositary Shares and Withdrawal of Deposited Securities.

Upon surrender of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal of the Deposited Securities represented thereby and payment of the fee of the Depositary for the surrender of American Depositary Shares as provided in Section 5.9 and payment of all taxes and governmental charges payable in connection with that surrender and withdrawal of the Deposited Securities, and subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, the Owner of those American Depositary Shares shall be entitled to delivery (to the extent delivery can then be lawfully and practicably made), to or as

instructed by that Owner, of the amount of Deposited Securities at the time represented by those American Depositary Shares, but not any money or other property as to which a record date for distribution to Owners has passed (since money or other property of that kind will be delivered or paid on the scheduled payment date to the Owner as of that record date), and except that the Depositary shall not be required to accept surrender of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal to the extent it would require delivery of a fraction of a Deposited Security. That delivery shall be made, as provided in this Section, without unreasonable delay.

As a condition of accepting a surrender of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal of Deposited Securities, the Depositary may require (i) that each surrendered Receipt be properly endorsed in blank or accompanied by proper instruments of transfer in blank and (ii) that the surrendering Owner execute and deliver to the Depositary a written order directing the Depositary to cause the Deposited Securities being withdrawn to be delivered to or upon the written order of a person or persons designated in that order.

Thereupon, the Depositary shall direct the Custodian to deliver, subject to Sections 2.6, 3.1 and 3.2, the other terms and conditions of this Deposit Agreement and local market rules and practices, to the surrendering Owner or to or upon the written order of the person or persons designated in the order delivered to the Depositary as above provided, the amount of Deposited Securities represented by the surrendered American Depositary Shares, and the Depositary may charge the surrendering Owner a fee and its expenses for giving that direction by cable (including SWIFT) or facsimile transmission.

If Deposited Securities are delivered physically upon surrender of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal, that delivery will be made at the Custodian's office, except that, at the request, risk and expense of an Owner surrendering American Depositary Shares for withdrawal of Deposited Securities, and for the account of that Owner, the Depositary shall direct the Custodian to forward any cash or other property comprising, and forward a certificate or certificates, if applicable, and other proper documents of title, if any, for, the Deposited Securities represented by the surrendered American Depositary Shares to the Depositary for delivery at the Depositary's Office or to another address specified in the order received from the surrendering Owner.

SECTION 2.6. Limitations on Delivery, Registration of Transfer and Surrender of American Depositary Shares.

As a condition precedent to the delivery, registration of transfer or surrender of any American Depositary Shares, the split-up or combination of any Receipt, or withdrawal of any Deposited Securities, the Depositary, Custodian or Registrar may require payment from the depositor of Units or the presenter of the Receipt, instruction for registration of transfer, or surrender of American Depositary Shares not evidenced by a Receipt of a sum sufficient to reimburse it for any tax or other governmental charge and any stock transfer or registration fee with respect thereto (including any such tax or charge

and fee with respect to Units being deposited or withdrawn) and payment of any applicable fees as provided in this Deposit Agreement may require the production of proof satisfactory to it as to the identity and genuineness of any signature and may also require compliance with any regulations the Depository may establish consistent with the provisions of this Deposit Agreement, including, without limitation, this Section 2.6.

The Depository may refuse to accept deposits of Units for delivery of American Depositary Shares or to register transfers of American Depositary Shares in particular instances, or may suspend deposits of Units or registration of transfer generally, whenever it, the Unit Depository or the Company considers it necessary or advisable to do so. The Depository may refuse surrenders of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal of Deposited Securities in particular instances, or may suspend surrenders for the purpose of withdrawal generally, but, notwithstanding anything to the contrary in this Deposit Agreement, only for (i) temporary delays caused by closing of the Depository's register or the register of holders of Units maintained by the Unit Depository or the Foreign Registrar, or the deposit of Units, in connection with voting at a shareholders' meeting or the payment of dividends, (ii) the payment of fees, taxes and similar charges, (iii) compliance with any U.S. or foreign laws or governmental regulations relating to the American Depositary Shares or to the withdrawal of the Deposited Securities or (iv) any other reason that, at the time, is permitted under paragraph I(A)(1) of the General Instructions to Form F-6 under the Securities Act of 1993 or any successor to that provision.

The Depository shall not knowingly accept for deposit under this Deposit Agreement any Units that, at the time of deposit, are Restricted Securities.

SECTION 2.7. Lost Receipts, etc.

If a Receipt is mutilated, destroyed, lost or stolen, the Depository shall deliver to the Owner the American Depositary Shares evidenced by that Receipt in uncertificated form or, if requested by the Owner, execute and deliver a new Receipt of like tenor in exchange and substitution for such mutilated Receipt, upon surrender and cancellation of that mutilated Receipt, or in lieu of and in substitution for that destroyed, lost or stolen Receipt. However, before the Depository will deliver American Depositary Shares in uncertificated form or execute and deliver a new Receipt, in substitution for a destroyed, lost or stolen Receipt, the Owner must (a) file with the Depository (i) a request for that replacement before the Depository has notice that the Receipt has been acquired by a bona fide purchaser and (ii) a sufficient indemnity bond and (b) satisfy any other reasonable requirements imposed by the Depository.

SECTION 2.8. Cancellation and Destruction of Surrendered Receipts.

The Depository shall cancel all Receipts surrendered to it and is authorized to destroy Receipts so cancelled.

SECTION 2.9. DTC Direct Registration System and Profile Modification System.

(a) Notwithstanding the provisions of Section 2.4, the parties acknowledge that DTC's Direct Registration System ("DRS") and Profile Modification System ("Profile") apply to the American Depositary Shares upon acceptance thereof to DRS by DTC. DRS is the system administered by DTC that facilitates interchange between registered holding of uncertificated securities and holding of security entitlements in those securities through DTC and a DTC participant. Profile is a required feature of DRS that allows a DTC participant, claiming to act on behalf of an Owner of American Depositary Shares, to direct the Depository to register a transfer of those American Depositary Shares to DTC or its nominee and to deliver those American Depositary Shares to the DTC account of that DTC participant without receipt by the Depository of prior authorization from the Owner to register that transfer.

(b) In connection with DRS and Profile, the parties acknowledge that the Depository will not determine whether the DTC participant that is claiming to be acting on behalf of an Owner in requesting a registration of transfer and delivery as described in paragraph (a) above has the actual authority to act on behalf of that Owner (notwithstanding any requirements under the Uniform Commercial Code). For the avoidance of doubt, the provisions of Sections 5.3 and 5.8 apply to the matters arising from the use of the DRS and Profile. The parties agree that the Depository's reliance on and compliance with instructions received by the Depository through the DRS and Profile system[s] and otherwise in accordance with this Deposit Agreement shall not constitute negligence or bad faith on the part of the Depository.

ARTICLE 3. CERTAIN OBLIGATIONS OF OWNERS AND HOLDERS OF AMERICAN DEPOSITARY SHARES

SECTION 3.1. Filing Proofs, Certificates and Other Information.

Any person presenting Units for deposit or any Owner or Holder may be required from time to time to file with the Depository or the Custodian such proof of citizenship or residence, exchange control approval, or such information relating to the registration on the books of the Unit Depository or the Foreign Registrar, if applicable, to execute such certificates and to make such representations and warranties, as the Depository may deem necessary or proper. The Depository may withhold the delivery or registration of transfer of American Depositary Shares, the distribution of any dividend or other distribution or of the proceeds thereof or the delivery of any Deposited Securities until that proof or other information is filed or those certificates are executed or those representations and warranties are made.

SECTION 3.2. Liability of Owner for Taxes.

If any tax or other governmental charge shall become payable by the Custodian or the Depositary with respect to or in connection with any American Depositary Shares or any Deposited Securities represented by any American Depositary Shares or in connection with a transaction to which Section 4.8 applies, that tax or other governmental charge shall be payable by the Owner of those American Depositary Shares to the Depositary. The Depositary may refuse to register any transfer of those American Depositary Shares or any withdrawal of Deposited Securities represented by those American Depositary Shares until that payment is made, and may withhold any dividends or other distributions or the proceeds thereof, or may sell for the account of the Owner any part or all of the Deposited Securities represented by those American Depositary Shares and apply those dividends or other distributions or the net proceeds of any sale of that kind in payment of that tax or other governmental charge but, even after a sale of that kind, the Owner of those American Depositary Shares shall remain liable for any deficiency. The Depositary shall distribute any net proceeds of a sale made under this Section that are not used to pay taxes or governmental charges to the Owners entitled to them in accordance with Section 4.1. If the number of Units represented by each American Depositary Share decreases as a result of a sale of Deposited Securities under this Section, the Depositary may call for surrender of the American Depositary Shares to be exchanged on a mandatory basis for a lesser number of American Depositary Shares and may sell American Depositary Shares to the extent necessary to avoid distributing fractions of American Depositary Shares in that exchange and distribute the net proceeds of that sale to the Owners entitled to them.

SECTION 3.3. Warranties on Deposit of Units.

Every person depositing Units under this Deposit Agreement shall be deemed thereby to represent and warrant that those Units, and the Shares represented thereby, are validly issued, fully paid and nonassessable and were not issued in violation of any preemptive or similar rights of the holders of outstanding securities of the Company and that the person making that deposit is duly authorized so to do. Every depositing person shall also be deemed to represent that the Units, at the time of deposit, are not Restricted Securities. All representations and warranties deemed made under this Section shall survive the deposit of Units and delivery of American Depositary Shares.

SECTION 3.4. Disclosure of Interests.

When required in order to comply with applicable laws and regulations or the articles of association or similar document of the Company, the Company may from time to time request each Owner and Holder to provide to the Depositary information relating to: (a) the capacity in which it holds American Depositary Shares, (b) the identity of any Holders or other persons or entities then or previously interested in those American Depositary Shares and the nature of those interests and (c) any other matter where disclosure of such matter is required for that compliance. Each Owner and Holder agrees

to provide all information known to it in response to a request made pursuant to this Section. Each Holder consents to the disclosure by the Depositary and the Owner or any other Holder through which it holds American Depositary Shares, directly or indirectly, of all information responsive to a request made pursuant to this Section relating to that Holder that is known to that Owner or other Holder. The Depositary agrees to use reasonable efforts to comply with written instructions requesting that the Depositary forward any request authorized under this Section to the Owners and to forward to the Company any responses it receives in response to that request. The Depositary may charge the Company a fee and its expenses for complying with requests under this Section 3.4.

SECTION 3.5. Delivery of Information to the CVM.

Each of the Depositary and the Company hereby confirms to the other that for as long as this Deposit Agreement is in effect, it shall furnish the CVM and the Central Bank, at any time and within the period that may be determined, with any information and documents related to the American Depositary Share program and the American Depositary Shares issued hereunder. In the event that the Depositary or the Custodian is advised in writing by reputable independent Brazilian counsel that the Depositary or Custodian reasonably could be subject to criminal, or material, as reasonably determined by the Depositary, civil, liabilities as a result of the Company having failed to provide such information or documents reasonably available only through the Company, the Depositary shall have the right to terminate this Deposit Agreement, upon at least 15 days' prior notice to the Owners and the Company, and the Depositary shall not be subject to any liability hereunder on account of that termination or that determination. The effect of any termination of this Deposit Agreement shall be as provided in Section 6.2.

ARTICLE 4. THE DEPOSITED SECURITIES

SECTION 4.1. Cash Distributions.

Whenever the Depositary receives any cash dividend or other cash distribution on Deposited Securities, the Depositary shall, subject to the provisions of Section 4.5, convert that dividend or other distribution into Dollars and distribute the amount thus received (net of the fees and expenses of the Depositary as provided in Section 5.9) to the Owners entitled thereto, in proportion to the number of American Depositary Shares representing those Deposited Securities held by them respectively; provided, however, that if the Custodian or the Depositary shall be required to withhold and does withhold from that cash dividend or other cash distribution an amount on account of taxes or other governmental charges, the amount distributed to the Owners of the American Depositary Shares representing those Deposited Securities shall be reduced accordingly. However, the Depositary will not pay any Owner a fraction of one cent, but will round each Owner's entitlement to the nearest whole cent.

The Company or its agent will remit to the appropriate governmental agency in each applicable jurisdiction all amounts withheld and owing to such agency.

If a cash distribution would represent a return of all or substantially all the value of the Deposited Securities underlying American Depositary Shares, the Depositary may:

(i) require payment of or deduct the fee for surrender of American Depositary Shares (whether or not it is also requiring surrender of American Depositary Shares) as a condition of making that cash distribution; or

(ii) sell all Deposited Securities other than the subject cash distribution and add any net cash proceeds of that sale to the cash distribution, call for surrender of all those American Depositary Shares and require that surrender as a condition of making that cash distribution.

If the Depositary acts under this paragraph, that action shall also be a Termination Option Event.

SECTION 4.2. Distributions Other Than Cash, Units or Rights.

Subject to the provisions of Sections 4.11 and 5.9, whenever the Depositary receives any distribution other than a distribution described in Section 4.1, 4.3 or 4.4 on Deposited Securities (but not in exchange for or in conversion or in lieu of Deposited Securities), the Depositary shall cause the securities or property received by it to be distributed to the Owners entitled thereto, after deduction or upon payment of any fees and expenses of the Depositary and any taxes or other governmental charges, in proportion to the number of American Depositary Shares representing such Deposited Securities held by them respectively, in any manner that the Depositary deems equitable and practicable for accomplishing that distribution (which may be a distribution of depositary shares representing the securities received); provided, however, that if in the opinion of the Depositary such distribution cannot be made proportionately among the Owners entitled thereto, or if for any other reason (including, but not limited to, any requirement that the Company or the Depositary withhold an amount on account of taxes or other governmental charges or that securities received must be registered under the Securities Act of 1933 in order to be distributed to Owners or Holders) the Depositary deems such distribution not to be lawful and feasible, the Depositary may adopt such other method as it may deem equitable and practicable for the purpose of effecting such distribution, including, but not limited to, the public or private sale of the securities or property thus received, or any part thereof, and distribution of the net proceeds of any such sale (net of the fees and expenses of the Depositary as provided in Section 5.9) to the Owners entitled thereto, all in the manner and subject to the conditions set forth in Section 4.1. The Depositary may withhold any distribution of securities under this Section 4.2 if it has not received satisfactory assurances from the Company that the distribution does not require registration under the Securities Act of 1933. The Depositary may sell, by public or private sale, an amount of securities or other property it would otherwise distribute under this Section 4.2 that is sufficient to pay its fees and expenses in respect of that distribution.

If a distribution to be made under this Section 4.2 would represent a return of all or substantially all the value of the Deposited Securities underlying American Depositary Shares, the Depositary may:

(i) require payment of or deduct the fee for surrender of American Depositary Shares (whether or not it is also requiring surrender of American Depositary Shares) as a condition of making that distribution; or

(ii) sell all Deposited Securities other than the subject distribution and add any net cash proceeds of that sale to the distribution, call for surrender of all those American Depositary Shares and require that surrender as a condition of making that distribution.

If the Depositary acts under this paragraph, that action shall also be a Termination Option Event.

SECTION 4.3. Distributions in Units.

If the Company makes a dividend in, or free distribution of Shares that results in a distribution of additional Units in respect of Deposited Securities, the Depositary may deliver to the Owners entitled thereto, in proportion to the number of American Depositary Shares representing those Deposited Securities held by them respectively, an aggregate number of American Depositary Shares representing the amount of Units received as that dividend or free distribution, subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement with respect to the deposit of Units and issuance of American Depositary Shares, including withholding of any tax or governmental charge as provided in Section 4.11 and payment of the fees and expenses of the Depositary as provided in Section 5.9 (and the Depositary may sell, by public or private sale, an amount of the Units received (or American Depositary Shares representing those Units) sufficient to pay its fees and expenses in respect of that distribution). In lieu of delivering fractional American Depositary Shares, the Depositary may sell the amount of Units represented by the aggregate of those fractions (or American Depositary Shares representing those Units) and distribute the net proceeds, all in the manner and subject to the conditions described in Section 4.1. If and to the extent that additional American Depositary Shares are not delivered and Units or American Depositary Shares are not sold, each American Depositary Share shall thenceforth also represent the additional Units distributed on the Deposited Securities represented thereby.

If the Company declares a distribution in which holders of Deposited Securities have a right to elect whether to receive cash, Units or other securities or a combination of those things, or a right to elect to have a distribution sold on their behalf, the Depositary may, after consultation with the Company, make that right of election available for exercise by Owners in any manner the Depositary considers to be lawful and practical. As a condition of making a distribution election right available to Owners, the Depositary may require satisfactory assurances from the Company that doing so does not

require registration of any securities under the Securities Act of 1933 that has not been effected.

SECTION 4.4. Rights.

(a) If rights are granted to the Depositary in respect of deposited Units to purchase additional Units or other securities, the Company and the Depositary shall endeavor to consult as to the actions, if any, the Depositary should take in connection with that grant of rights. The Depositary may, to the extent deemed by it to be lawful and practical (i) if requested in writing by the Company, grant to all or certain Owners rights to instruct the Depositary to purchase the securities to which the rights relate and deliver those securities or American Depositary Shares representing those securities to Owners, (ii) if requested in writing by the Company, deliver the rights to or to the order of certain Owners, or (iii) sell the rights to the extent practicable and distribute the net proceeds of that sale to Owners entitled to those proceeds. To the extent rights are not exercised, delivered or disposed of under (i), (ii) or (iii) above, the Depositary shall permit the rights to lapse unexercised.

(b) If the Depositary will act under (a)(i) above, the Company and the Depositary will enter into a separate agreement setting forth the conditions and procedures applicable to the particular offering. Upon instruction from an applicable Owner in the form the Depositary specified and upon payment by that Owner to the Depositary of an amount equal to the purchase price of the securities to be received upon the exercise of the rights, the Depositary shall, on behalf of that Owner, exercise the rights and purchase the securities. The purchased securities shall be delivered to, or as instructed by, the Depositary. The Depositary shall (i) deposit the purchased Units under this Deposit Agreement and deliver American Depositary Shares representing those Units to that Owner or (ii) deliver or cause the purchased Units or other securities to be delivered to or to the order of that Owner. The Depositary will not act under (a)(i) above unless the offer and sale of the securities to which the rights relate are registered under the Securities Act of 1933 or the Depositary has received an opinion of United States counsel that is satisfactory to it to the effect that those securities may be sold and delivered to the applicable Owners without registration under the Securities Act of 1933.

(c) If the Depositary will act under (a)(ii) above, the Company and the Depositary will enter into a separate agreement setting forth the conditions and procedures applicable to the particular offering. Upon (i) the request of an applicable Owner to deliver the rights allocable to the American Depositary Shares of that Owner to an account specified by that Owner to which the rights can be delivered and (ii) receipt of such documents as the Company and the Depositary agreed to require to comply with applicable law, the Depositary will deliver those rights as requested by that Owner.

(d) If the Depositary will act under (a)(iii) above, the Depositary will use reasonable efforts to sell the rights in proportion to the number of American Depositary Shares held by the applicable Owners and pay the net proceeds to the Owners otherwise

entitled to the rights that were sold, upon an averaged or other practical basis without regard to any distinctions among such Owners because of exchange restrictions or the date of delivery of any American Depositary Shares or otherwise.

(e) Payment or deduction of the fees of the Depositary as provided in Section 5.9 and payment or deduction of the expenses of the Depositary and any applicable taxes or other governmental charges shall be conditions of any delivery of securities or payment of cash proceeds under this Section 4.4.

(f) The Depositary shall not be responsible for any failure to determine that it may be lawful or feasible to make rights available to or exercise rights on behalf of Owners in general or any Owner in particular, or to sell rights.

SECTION 4.5. Conversion of Foreign Currency.

Whenever the Depositary or the Custodian receives foreign currency, by way of dividends or other distributions or the net proceeds from the sale of securities, property or rights, and if at the time of the receipt thereof the foreign currency so received can in the judgment of the Depositary be converted on a reasonable basis into Dollars and the resulting Dollars transferred to the United States, the Depositary or one of its agents or affiliates or the Custodian shall convert or cause to be converted by sale or in any other manner that it may determine that foreign currency into Dollars, and those Dollars shall be distributed to the Owners entitled thereto. A cash distribution may be made upon an averaged or other practicable basis without regard to any distinctions among Owners based on exchange restrictions, the date of delivery of any American Depositary Shares or otherwise and shall be net of any expenses of conversion into Dollars incurred by the Depositary as provided in Section 5.9.

If a conversion of foreign currency or the repatriation or distribution of Dollars can be effected only with the approval or license of any government or agency thereof, the Depositary may, but will not be required to, file an application for that approval or license.

If the Depositary determines that in its judgment any foreign currency received by the Depositary or the Custodian is not convertible on a reasonable basis into Dollars transferable to the United States, or if any approval or license of any government or agency thereof that is required for such conversion is not filed or sought by the Depositary or is not obtained within a reasonable period as determined by the Depositary, the Depositary may distribute the foreign currency received by the Depositary to, or in its discretion may hold such foreign currency uninvested and without liability for interest thereon for the respective accounts of, the Owners entitled to receive the same.

If any conversion of foreign currency, in whole or in part, cannot be effected for distribution to some of the Owners entitled thereto, the Depositary may in its discretion make that conversion and distribution in Dollars to the extent practicable and permissible

to the Owners entitled thereto and may distribute the balance of the foreign currency received by the Depositary to, or hold that balance uninvested and without liability for interest thereon for the account of, the Owners entitled thereto.

The Depositary may convert currency itself or through any of its affiliates, or the Custodian or the Company may convert currency and pay Dollars to the Depositary. Where the Depositary converts currency itself or through any of its affiliates, the Depositary acts as principal for its own account and not as agent, advisor, broker or fiduciary on behalf of any other person and earns revenue, including, without limitation, transaction spreads, that it will retain for its own account. The revenue is based on, among other things, the difference between the exchange rate assigned to the currency conversion made under this Deposit Agreement and the rate that the Depositary or its affiliate receives when buying or selling foreign currency for its own account. The Depositary makes no representation that the exchange rate used or obtained by it or its affiliate in any currency conversion under this Deposit Agreement will be the most favorable rate that could be obtained at the time or that the method by which that rate will be determined will be the most favorable to Owners, subject to the Depositary's obligations under Section 5.3. The methodology used to determine exchange rates used in currency conversions made by the Depositary is available upon request. Where the Custodian converts currency, the Custodian has no obligation to obtain the most favorable rate that could be obtained at the time or to ensure that the method by which that rate will be determined will be the most favorable to Owners, and the Depositary makes no representation that the rate is the most favorable rate and will not be liable for any direct or indirect losses associated with the rate. In certain instances, the Depositary may receive dividends or other distributions from the Company in Dollars that represent the proceeds of a conversion of foreign currency or translation from foreign currency at a rate that was obtained or determined by or on behalf of the Company and, in such cases, the Depositary will not engage in, or be responsible for, any foreign currency transactions and neither it nor the Company makes any representation that the rate obtained or determined by the Company is the most favorable rate and neither it nor the Company will be liable for any direct or indirect losses associated with the rate.

SECTION 4.6. Fixing of Record Date.

Whenever a cash dividend, cash distribution or any other distribution is made on Deposited Securities or rights to purchase Units or other securities are issued with respect to Deposited Securities (which rights will be delivered to or exercised or sold on behalf of Owners in accordance with Section 4.4) or the Depositary receives notice that a distribution or issuance of that kind will be made, or whenever the Depositary receives notice that a meeting of holders of Units will be held in respect of which the Company has requested the Depositary to send a notice under Section 4.7, or whenever the Depositary will assess a fee or charge against the Owners, or whenever the Depositary causes a change in the number of Units that are represented by each American Depositary Share, or whenever the Depositary otherwise finds it necessary or convenient, the Depositary shall

fix a record date, which shall be the same as, or as near as practicable to, any corresponding record date set by the Company with respect to Units, (a) for the determination of the Owners (i) who shall be entitled to receive the benefit of that dividend or other distribution or those rights, (ii) who shall be entitled to give instructions for the exercise of voting rights at that meeting, (iii) who shall be responsible for that fee or charge or (iv) for any other purpose for which the record date was set, or (b) on or after which each American Depositary Share will represent the changed number of Units. Subject to the provisions of Sections 4.1 through 4.5 and to the other terms and conditions of this Deposit Agreement, the Owners on a record date fixed by the Depositary shall be entitled to receive the amount distributable by the Depositary with respect to that dividend or other distribution or those rights or the net proceeds of sale thereof in proportion to the number of American Depositary Shares held by them respectively, to give voting instructions or to act in respect of the other matter for which that record date was fixed, or be responsible for that fee or charge, as the case may be.

SECTION 4.7. Voting of Deposited Units.

(a) Upon receipt of notice of any meeting of holders of Units or Shares at which holders of Units will be entitled to vote, if requested in writing by the Company, the Depositary shall, as soon as practicable thereafter, Disseminate to the Owners a notice, the form of which shall be in the sole discretion of the Depositary, that shall contain (i) the information contained in the notice of meeting received by the Depositary, (ii) a statement that the Owners as of the close of business on a specified record date will be entitled, subject to any applicable provision of Brazilian law and of the articles of association or similar documents of the Company, to instruct the Depositary as to the exercise of the voting rights pertaining to the amount of Units represented by their respective American Depositary Shares, (iii) a statement as to the manner in which those instructions may be given and (iv) the last date on which the Depositary will accept instructions (the "Instruction Cutoff Date").

(b) Upon the written request of an Owner of American Depositary Shares, as of the date of the request or, if a record date was specified by the Depositary, as of that record date, received on or before any Instruction Cutoff Date established by the Depositary, the Depositary may, and if the Depositary sent a notice under the preceding paragraph shall, endeavor, in so far as practicable, to vote or cause to be voted the amount of deposited Units (or Shares represented by deposited Units) represented by those American Depositary Shares in accordance with the instructions set forth in that request. The Depositary shall not vote or attempt to exercise the right to vote that attaches to the deposited Units other than in accordance with instructions given by Owners and received by the Depositary.

(c) There can be no assurance that Owners generally or any Owner in particular will receive the notice described in paragraph (a) above in time to enable Owners to give instructions to the Depositary prior to the Instruction Cutoff Date.

(d) In order to give Owners a reasonable opportunity to instruct the Depositary as to the exercise of voting rights relating to Units, if the Company will request the Depositary to Disseminate a notice under paragraph (a) above, the Company shall give the Depositary notice of the meeting, details concerning the matters to be voted upon and copies of materials to be made available to holders of Units in connection with the meeting not less than 45 days prior to the meeting date.

SECTION 4.8. Tender and Exchange Offers; Redemption, Replacement or Cancellation of Deposited Securities.

(a) The Depositary shall not tender any Deposited Securities in response to any voluntary cash tender offer, exchange offer or similar offer made to holders of Deposited Securities (a “Voluntary Offer”), except when instructed in writing to do so by an Owner surrendering American Depositary Shares and subject to any conditions or procedures the Depositary may require.

(b) If the Depositary receives a written notice that Deposited Securities have been redeemed for cash or otherwise purchased for cash in a transaction that is mandatory and binding on the Depositary as a holder of those Deposited Securities (a “Redemption”), the Depositary, at the expense of the Company, shall (i) if required, surrender Deposited Securities that have been redeemed to the issuer of those securities or its agent on the redemption date, (ii) Disseminate a notice to Owners (A) notifying them of that Redemption, (B) calling for surrender of a corresponding number of American Depositary Shares and (C) notifying them that the called American Depositary Shares have been converted into a right only to receive the money received by the Depositary upon that Redemption and those net proceeds shall be the Deposited Securities to which Owners of those converted American Depositary Shares shall be entitled upon surrenders of those American Depositary Shares in accordance with Section 2.5 or 6.2 and (iii) distribute the money received upon that Redemption to the Owners entitled to it upon surrender by them of called American Depositary Shares in accordance with Section 2.5 (and, for the avoidance of doubt, Owners shall not be entitled to receive that money under Section 4.1). If the Redemption affects less than all the Deposited Securities, the Depositary shall call for surrender a corresponding portion of the outstanding American Depositary Shares and only those American Depositary Shares will automatically be converted into a right to receive the net proceeds of the Redemption. The Depositary shall allocate the American Depositary Shares converted under the preceding sentence among the Owners pro-rata to their respective holdings of American Depositary Shares immediately prior to the Redemption, except that the allocations may be adjusted so that no fraction of a converted American Depositary Share is allocated to any Owner. A Redemption of all or substantially all of the Deposited Securities shall be a Termination Option Event.

(c) If the Depositary is notified of or there occurs any change in nominal value or any subdivision, combination or any other reclassification of the Deposited Securities or any recapitalization, reorganization, sale of assets substantially as an entirety,

merger or consolidation affecting the issuer of the Deposited Securities or to which it is a party that is mandatory and binding on the Depositary as a holder of Deposited Securities and, as a result, securities or other property have been or will be delivered in exchange, conversion, replacement or in lieu of, Deposited Securities (a “Replacement”), the Depositary shall, if required, surrender the old Deposited Securities affected by that Replacement of Units and hold, as new Deposited Securities under this Deposit Agreement, the new securities or other property delivered to it in that Replacement. However, the Depositary may elect to sell those new Deposited Securities if in the opinion of the Depositary it is not lawful or not practical for it to hold those new Deposited Securities under this Deposit Agreement because those new Deposited Securities may not be distributed to Owners without registration under the Securities Act of 1933 or for any other reason, at public or private sale, at such places and on such terms as it deems proper and proceed as if those new Deposited Securities had been Redeemed under paragraph (b) above. A Replacement shall be a Termination Option Event.

(d) In the case of a Replacement where the new Deposited Securities will continue to be held under this Deposit Agreement, the Depositary may call for the surrender of outstanding Receipts to be exchanged for new Receipts specifically describing the new Deposited Securities and the number of those new Deposited Securities represented by each American Depositary Share. If the number of Units represented by each American Depositary Share decreases as a result of a Replacement, the Depositary may call for surrender of the American Depositary Shares to be exchanged on a mandatory basis for a lesser number of American Depositary Shares and may sell American Depositary Shares to the extent necessary to avoid distributing fractions of American Depositary Shares in that exchange and distribute the net proceeds of that sale to the Owners entitled to them.

(e) If there are no Deposited Securities with respect to American Depositary Shares, including if the Deposited Securities are cancelled, or the Deposited Securities with respect to American Depositary Shares have become apparently worthless, the Depositary may call for surrender of those American Depositary Shares or may cancel those American Depositary Shares, upon notice to Owners, and that condition shall be a Termination Option Event.

SECTION 4.9. Reports.

The Depositary shall make available for inspection by Owners at its Office any reports and communications, including any proxy solicitation material, received from the Company which are both (a) received by the Depositary as the holder of the Deposited Securities and (b) made generally available to the holders of those Deposited Securities by the Company. The Company shall furnish reports and communications, including any proxy soliciting material to which this Section applies, to the Depositary in English, to the extent those materials are required to be translated into English pursuant to any regulations of the Commission.

SECTION 4.10. Lists of Owners.

Upon written request by the Company, the Depositary shall, at the expense of the Company, furnish to it a list, as of a recent date, of the names, addresses and American Depositary Share holdings of all Owners.

SECTION 4.11. Withholding.

If the Depositary determines that any distribution received or to be made by the Depositary (including Units and rights to subscribe therefor) is subject to any tax or other governmental charge that the Depositary is obligated to withhold, the Depositary may sell, by public or private sale, all or a portion of the distributed property (including Units and rights to subscribe therefor) in the amounts and manner the Depositary deems necessary and practicable to pay those taxes or charges, and the Depositary shall distribute the net proceeds of that sale, after deduction of those taxes or charges, to the Owners entitled thereto in proportion to the number of American Depositary Shares held by them respectively.

Services for Owners and Holders that may permit them to obtain reduced rates of tax withholding at source or reclaim excess tax withheld, and the fees and costs associated with using services of that kind, are not provided under, and are outside the scope of, this Deposit Agreement.

Each Owner and Holder agrees to indemnify the Company, the Depositary, the Custodian and their respective directors, employees, agents and affiliates for, and hold each of them harmless against, any claim by any governmental authority with respect to taxes, additions to tax, penalties or interest arising out of any refund of taxes, reduced withholding at source or other tax benefit received by it.

ARTICLE 5. THE DEPOSITARY, THE CUSTODIANS AND THE COMPANY

SECTION 5.1. Maintenance of Office and Register by the Depositary.

Until termination of this Deposit Agreement in accordance with its terms, the Depositary shall maintain facilities for the delivery, registration of transfers and surrender of American Depositary Shares in accordance with the provisions of this Deposit Agreement.

The Depositary shall keep a register of all Owners and all outstanding American Depositary Shares, which shall be open for inspection by the Owners at the Depositary's Office during regular business hours, but only for the purpose of communicating with Owners regarding the business of the Company or a matter related to this Deposit Agreement or the American Depositary Shares.

The Depositary may close the register for delivery, registration of transfer or surrender for the purpose of withdrawal from time to time as provided in Section 2.6.

If any American Depositary Shares are listed on one or more stock exchanges, the Depositary shall act as Registrar or appoint a Registrar or one or more co-registrars for registration of those American Depositary Shares in accordance with any requirements of that exchange or those exchanges.

SECTION 5.2. Prevention or Delay of Performance by the Company or the Depositary.

Neither the Depositary nor the Company nor any of their respective directors, employees, agents or affiliates shall incur any liability to any Owner or Holder:

(i) if by reason of (A) any provision of any present or future law or regulation or other act of the government of the United States, any State of the United States or any other state or jurisdiction, or of any governmental or regulatory authority or stock exchange; (B) (in the case of the Depositary only) any provision, present or future, of the articles of association or similar document of the Company, or any provision of any securities issued or distributed by the Company, or any offering or distribution thereof; or (C) any event or circumstance, whether natural or caused by a person or persons, that is beyond the ability of the Depositary or the Company, as the case may be, to prevent or counteract by reasonable care or effort (including, but not limited to, earthquakes, floods, severe storms, fires, explosions, war, terrorism, civil unrest, labor disputes, criminal acts or outbreaks of infectious disease; interruptions or malfunctions of utility services, Internet or other communications lines or systems; unauthorized access to or attacks on computer systems or websites; or other failures or malfunctions of computer hardware or software or other systems or equipment), the Depositary or the Company is, directly or indirectly, prevented from, forbidden to or delayed in, or could be subject to any civil or criminal penalty on account of doing or performing and therefore does not do or perform, any act or thing that, by the terms of this Deposit Agreement or the Deposited Securities, it is provided shall be done or performed;

(ii) for any exercise of, or failure to exercise, any discretion provided for in this Deposit Agreement (including any determination by the Depositary to take, or not take, any action that this Deposit Agreement provides the Depositary may take);

(iii) for the inability of any Owner or Holder to benefit from any distribution, offering, right or other benefit that is made available to holders of Deposited Securities but is not, under the terms of this Deposit Agreement, made available to Owners or Holders; or

(iv) for any special, consequential or punitive damages for any breach of the terms of this Deposit Agreement.

Where, by the terms of a distribution to which Section 4.1, 4.2 or 4.3 applies, or an offering to which Section 4.4 applies, or for any other reason, that distribution or offering may not be made available to Owners, and the Depositary may not dispose of that distribution or offering on behalf of Owners and make the net proceeds available to Owners, then the Depositary shall not make that distribution or offering available to Owners, and shall allow any rights, if applicable, to lapse.

SECTION 5.3. Obligations of the Depositary and the Company.

The Company assumes no obligation nor shall it be subject to any liability under this Deposit Agreement to any Owner or Holder, except that the Company agrees to perform its obligations specifically set forth in this Deposit Agreement without negligence or bad faith.

The Depositary assumes no obligation nor shall it be subject to any liability under this Deposit Agreement to any Owner or Holder (including, without limitation, liability with respect to the validity or worth of the Deposited Securities), except that the Depositary agrees to perform its obligations specifically set forth in this Deposit Agreement without negligence or bad faith, and the Depositary shall not be a fiduciary or have any fiduciary duty to Owners or Holders.

Neither the Depositary nor the Company shall be under any obligation to appear in, prosecute or defend any action, suit or other proceeding in respect of any Deposited Securities or in respect of the American Depositary Shares on behalf of any Owner or Holder or any other person.

Each of the Depositary and the Company may rely, and shall be protected in relying upon, any written notice, request, direction or other document believed by it to be genuine and to have been signed or presented by the proper party or parties.

Neither the Depositary nor the Company shall be liable for any action or non-action by it in reliance upon the advice of or information from legal counsel, accountants, any person presenting Units for deposit, any Owner or any other person believed by it in good faith to be competent to give such advice or information.

The Depositary shall not be liable for any acts or omissions made by a successor depositary whether in connection with a previous act or omission of the Depositary or in connection with any matter arising wholly after the removal or resignation of the Depositary, provided that in connection with the issue out of which such potential liability arises the Depositary performed its obligations without negligence or bad faith while it acted as Depositary.

The Depositary shall not be liable for the acts or omissions of any securities depository, clearing agency or settlement system in connection with or arising out of book-entry settlement of American Depositary Shares or Deposited Securities or otherwise.

In the absence of bad faith on its part, the Depositary shall not be responsible for any failure to carry out any instructions to vote any of the Deposited Securities, or for the manner in which any such vote is cast or the effect of any such vote.

The Depositary shall have no duty to make any determination or provide any information as to the tax status of the Company or any liability for any tax consequences that may be incurred by Owners or Holders as a result of owning or holding American Depositary Shares. The Depositary shall not be liable for the inability or failure of an Owner or Holder to obtain the benefit of a foreign tax credit, reduced rate of withholding or refund of amounts withheld in respect of tax or any other tax benefit.

No disclaimer of liability under the United States federal securities laws is intended by any provision of this Deposit Agreement.

SECTION 5.4. Resignation and Removal of the Depositary.

The Depositary may at any time resign as Depositary hereunder by written notice of its election so to do delivered to the Company, to become effective upon the appointment of a successor depositary and its acceptance of that appointment as provided in this Section. The effect of resignation if a successor depositary is not appointed is provided for in Section 6.2.

The Depositary may at any time be removed by the Company by 120 days' prior written notice of that removal, to become effective upon the later of (i) the 120th day after delivery of the notice to the Depositary and (ii) the appointment of a successor depositary and its acceptance of its appointment as provided in this Section.

If the Depositary resigns or is removed, the Company shall use its best efforts to appoint a successor depositary, which shall be a bank or trust company having an office in the Borough of Manhattan, The City of New York. Every successor depositary shall execute and deliver to the Company an instrument in writing accepting its appointment under this Deposit Agreement. If the Depositary receives notice from the Company that a successor depositary has been appointed following its resignation or removal, the Depositary, upon payment of all sums due it from the Company, shall deliver to its successor a register listing all the Owners and their respective holdings of outstanding American Depositary Shares and shall deliver the Deposited Securities to or to the order of its successor. When the Depositary has taken the actions specified in the preceding sentence (i) the successor shall become the Depositary and shall have all the rights and shall assume all the duties of the Depositary under this Deposit Agreement and (ii) the predecessor depositary shall cease to be the Depositary and shall be discharged and released from all obligations under this Deposit Agreement, except for its duties under Section 5.8 with respect to the time before that discharge. A successor Depositary shall notify the Owners of its appointment as soon as practical after assuming the duties of Depositary.

Any corporation or other entity into or with which the Depositary may be merged or consolidated shall be the successor of the Depositary without the execution or filing of any document or any further act.

SECTION 5.5. The Custodian.

The Custodian shall be subject at all times and in all respects to the directions of the Depositary and shall be responsible solely to it. The Depositary in its discretion may at any time appoint a substitute custodian, which shall thereafter be the Custodian under this Deposit Agreement. If the Depositary receives notice that the Custodian is resigning and, upon the effectiveness of that resignation there would be no Custodian acting under this Deposit Agreement, the Depositary shall, as promptly as practicable after receiving that notice, appoint a substitute custodian, which shall thereafter be a Custodian under this Deposit Agreement. The Depositary shall require the Custodian that resigns or is removed to deliver all Deposited Securities held by it to the substitute Custodian.

SECTION 5.6. Notices and Reports.

If the Company takes or decides to take any corporate action of a kind that is addressed in Sections 4.1 to 4.4, or 4.6 to 4.8, or that effects or will effect a change of the name or legal structure of the Company, or that effects or will effect a change to the Units or the Shares, the Company shall notify the Depositary and the Custodian of that action or decision as soon as it is lawful and practical to give that notice. The notice shall be in English and shall include all details that the Company is required to include in any notice to any governmental or regulatory authority or securities exchange or is required to make available generally to holders of Units or Shares by publication or otherwise.

The Company will arrange for the translation into English, if not already in English, to the extent required pursuant to any regulations of the Commission, and the prompt transmittal by the Company to the Depositary and the Custodian of all notices and any other reports and communications which are made generally available by the Company to holders of Units or Shares. If requested in writing by the Company, the Depositary will Disseminate, at the Company's expense, those notices, reports and communications to all Owners or otherwise make them available to Owners in a manner that the Company specifies as substantially equivalent to the manner in which those communications are made available to holders of Units or Shares and compliant with the requirements of any securities exchange on which the American Depositary Shares are listed. The Company will timely provide the Depositary with the quantity of such notices, reports, and communications, as requested by the Depositary from time to time, in order for the Depositary to effect that Dissemination.

The Company represents, continuously, that the statements in Article 11 of the form of Receipt appearing as Exhibit A to this Deposit Agreement or, if applicable, most recently filed with the Commission pursuant to Rule 424(b) under the Securities Act

of 1933 with respect to the Company's obligation to file periodic reports under the United States Securities Exchange Act of 1934, as amended, or its qualification for exemption from registration under that Act pursuant to Rule 12g3-2(b) under that Act, as the case may be, are true and correct. The Company agrees to promptly notify the Depositary upon becoming aware of any change in the truth of any of those statements or if there is any change in the Company's status regarding those reporting obligations or that qualification.

SECTION 5.7. Distribution of Additional Units, Rights, etc.

If the Company or any affiliate of the Company determines to make any issuance or distribution of (1) additional Units or Shares, (2) rights to subscribe for Units or Shares, (3) securities convertible into Units or Shares, or (4) rights to subscribe for such securities (each a "Distribution"), the Company shall notify the Depositary in writing in English as promptly as practicable and in any event before the Distribution starts and, if requested in writing by the Depositary, the Company shall promptly furnish to the Depositary either (i) evidence satisfactory to the Depositary that the Distribution is registered under the Securities Act of 1933 or (ii) a written opinion from U.S. counsel for the Company that is reasonably satisfactory to the Depositary, stating that the Distribution does not require, or, if made in the United States, would not require, registration under the Securities Act of 1933.

The Company agrees with the Depositary that neither the Company nor any company controlled by, controlling or under common control with the Company will at any time deposit any Units that, at the time of deposit, are Restricted Securities.

SECTION 5.8. Indemnification.

The Company agrees to indemnify the Depositary, its directors, employees, agents and affiliates and each Custodian against, and hold each of them harmless from, any liability or expense (including, but not limited to any fees and expenses incurred in seeking, enforcing or collecting such indemnity and the fees and expenses of counsel) that may arise out of or in connection with (a) any registration with the Commission of American Depositary Shares or Deposited Securities or the offer or sale thereof or (b) acts performed or omitted, pursuant to the provisions of or in connection with this Deposit Agreement and the American Depositary Shares, as the same may be amended, modified or supplemented from time to time, (i) by either the Depositary or a Custodian or their respective directors, employees, agents and affiliates, except for any liability or expense arising out of the negligence or bad faith of either of them, or (ii) by the Company or any of its directors, employees, agents and affiliates.

The Depositary agrees to indemnify the Company, its directors, employees, agents and affiliates and hold them harmless from any liability or expense that may arise out of acts performed or omitted by the Depositary or any Custodian or their respective directors, employees, agents and affiliates due to their negligence or bad faith.

SECTION 5.9. Charges of Depositary.

The following charges shall be incurred by any party depositing or withdrawing Units or by any party surrendering American Depositary Shares or to whom American Depositary Shares are issued (including, without limitation, issuance pursuant to a stock dividend or stock split declared by the Company or an exchange of stock regarding the American Depositary Shares or Deposited Securities or a delivery of American Depositary Shares pursuant to Section 4.3), or by Owners, as applicable: (1) taxes and other governmental charges, (2) such registration fees as may from time to time be in effect for the registration of transfers of Units generally on the Unit register of the Unit Depositary or Foreign Registrar and applicable to transfers of Units to or from the name of the Depositary or its nominee or the Custodian or its nominee on the making of deposits or withdrawals hereunder, (3) such cable (including SWIFT) and facsimile transmission fees and expenses as are expressly provided in this Deposit Agreement, (4) such expenses as are incurred by the Depositary in the conversion of foreign currency pursuant to Section 4.5, (5) a fee of \$5.00 or less per 100 American Depositary Shares (or portion thereof) for the delivery of American Depositary Shares pursuant to Section 2.3, 4.3 or 4.4 and the surrender of American Depositary Shares pursuant to Section 2.5 or 6.2, (6) a fee of \$.05 or less per American Depositary Share (or portion thereof) for any cash distribution made pursuant to this Deposit Agreement, including, but not limited to Sections 4.1 through 4.4 and Section 4.8, (7) a fee for the distribution of securities pursuant to Section 4.2 or of rights pursuant to Section 4.4 (where the Depositary will not exercise or sell those rights on behalf of Owners), such fee being in an amount equal to the fee for the execution and delivery of American Depositary Shares referred to above which would have been charged as a result of the deposit of such securities under this Deposit Agreement (for purposes of this item 7 treating all such securities as if they were Units) but which securities are instead distributed by the Depositary to Owners, (8) in addition to any fee charged under item 6 above, a fee of \$.05 or less per American Depositary Share (or portion thereof) per annum for depositary services, which will be payable as provided in item 9 below, and (9) any other charges payable by the Depositary or the Custodian, any of the Depositary's or Custodian's agents or the agents of the Depositary's or Custodian's agents, in connection with the servicing of Units or other Deposited Securities (which charges shall be assessed against Owners as of the date or dates set by the Depositary in accordance with Section 4.6 and shall be payable at the sole discretion of the Depositary by billing those Owners for those charges or by deducting those charges from one or more cash dividends or other cash distributions).

The Depositary may collect any of its fees by deduction from any cash distribution payable, or by selling a portion of any securities to be distributed, to Owners that are obligated to pay those fees.

In performing its duties under this Deposit Agreement, the Depositary may use brokers, dealers, foreign currency dealers or other service providers that are owned by or affiliated with the Depositary and that may earn or share fees, spreads or commissions.

The Depositary may own and deal in any class of securities of the Company and its affiliates and Units and in American Depositary Shares.

SECTION 5.10. Retention of Depositary Documents.

The Depositary is authorized to destroy those documents, records, bills and other data compiled during the term of this Deposit Agreement at the times permitted by the laws or regulations governing the Depositary.

SECTION 5.11. Exclusivity.

Without prejudice to the Company's rights under Section 5.4, the Company agrees not to appoint any other depositary for issuance of depositary shares, depositary receipts or any similar securities or instruments so long as The Bank of New York Mellon is acting as Depositary under this Deposit Agreement.

SECTION 5.12. Information for Regulatory Compliance.

Each of the Company and the Depositary shall provide to the other, as promptly as practicable, information from its records or otherwise available to it that is reasonably requested by the other to permit the other to comply with applicable law or requirements of governmental or regulatory authorities.

ARTICLE 6. AMENDMENT AND TERMINATION

SECTION 6.1. Amendment.

The form of the Receipts and any provisions of this Deposit Agreement may at any time and from time to time be amended by agreement between the Company and the Depositary without the consent of Owners or Holders in any respect that they may deem necessary or desirable. Any amendment that would impose or increase any fees or charges (other than taxes and other governmental charges, registration fees, cable (including SWIFT) or facsimile transmission costs, delivery costs or other such expenses), or that would otherwise prejudice any substantial existing right of Owners, shall, however, not become effective as to outstanding American Depositary Shares until the expiration of 30 days after notice of that amendment has been Disseminated to the Owners of outstanding American Depositary Shares. Every Owner and Holder, at the time any amendment so becomes effective, shall be deemed, by continuing to hold American Depositary Shares or any interest therein, to consent and agree to that amendment and to be bound by this Deposit Agreement as amended thereby. Upon the effectiveness of an amendment to the form of Receipt, including a change in the number of Units represented by each American Depositary Share, the Depositary may call for surrender of Receipts to be replaced with new Receipts in the amended form or call for surrender of American Depositary Shares to effect that change of ratio. In no event shall any amendment impair the right of the Owner to surrender American Depositary Shares and receive delivery of the Deposited Securities

represented thereby, except in order to comply with mandatory provisions of applicable law.

SECTION 6.2. Termination.

(a) The Company may initiate termination of this Deposit Agreement by notice to the Depository. The Depository may initiate termination of this Deposit Agreement if (i) at any time 60 days shall have expired after the Depository delivered to the Company a written resignation notice and a successor depository has not been appointed and accepted its appointment as provided in Section 5.4 or (ii) a Termination Option Event has occurred or will occur. If termination of this Deposit Agreement is initiated, the Depository shall Disseminate a notice of termination to the Owners of all American Depositary Shares then outstanding setting a date for termination (the "Termination Date"), which shall be at least 90 days after the date of that notice, and this Deposit Agreement shall terminate on that Termination Date.

(b) After the Termination Date, the Company shall be discharged from all obligations under this Deposit Agreement except for its obligations to the Depository under Sections 5.8 and 5.9.

(c) At any time after the Termination Date, the Depository may sell the Deposited Securities then held under this Deposit Agreement and may thereafter hold uninvested the net proceeds of any such sale, together with any other cash then held by it hereunder, unsegregated and without liability for interest, for the pro rata benefit of the Owners of American Depositary Shares that remain outstanding, and those Owners will be general creditors of the Depository with respect to those net proceeds and that other cash. After making that sale, the Depository shall be discharged from all obligations under this Deposit Agreement, except (i) to account for the net proceeds and other cash (after deducting, in each case, the fee of the Depository for the surrender of American Depositary Shares, any expenses for the account of the Owner of such American Depositary Shares in accordance with the terms and conditions of this Deposit Agreement and any applicable taxes or governmental charges) and (ii) for its obligations under Section 5.8 and (iii) to act as provided in paragraph (d) below.

(d) After the Termination Date, the Depository shall continue to receive dividends and other distributions pertaining to Deposited Securities (that have not been sold), may sell rights and other property as provided in this Deposit Agreement and shall deliver Deposited Securities (or sale proceeds) upon surrender of American Depositary Shares (after payment or upon deduction, in each case, of the fee of the Depository for the surrender of American Depositary Shares, any expenses for the account of the Owner of those American Depositary Shares in accordance with the terms and conditions of this Deposit Agreement and any applicable taxes or governmental charges). After the Termination Date, the Depository shall not accept deposits of Units or deliver American Depositary Shares. After the Termination Date, (i) the Depository may refuse to accept surrenders of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal of Deposited

Securities (that have not been sold) or reverse previously accepted surrenders of that kind that have not settled if in its judgment the requested withdrawal would interfere with its efforts to sell the Deposited Securities, (ii) the Depositary will not be required to deliver cash proceeds of the sale of Deposited Securities until all Deposited Securities have been sold and (iii) the Depositary may discontinue the registration of transfers of American Depositary Shares and suspend the distribution of dividends and other distributions on Deposited Securities to the Owners and need not give any further notices or perform any further acts under this Deposit Agreement except as provided in this Section.

ARTICLE 7. MISCELLANEOUS

SECTION 7.1. Counterparts; Signatures; Delivery.

This Deposit Agreement may be executed in any number of counterparts, each of which shall be deemed an original and all of those counterparts shall constitute one and the same instrument. Copies of this Deposit Agreement shall be filed with the Depositary and the Custodians and shall be open to inspection by any Owner or Holder during regular business hours.

The exchange of copies of this Deposit Agreement and manually-signed signature pages by facsimile, or email attaching a pdf or similar bit-mapped image, shall constitute effective execution and delivery of this Deposit Agreement as to the parties to it; copies and signature pages so exchanged may be used in lieu of the original Deposit Agreement and signature pages for all purposes and shall have the same validity, legal effect and admissibility in evidence as an original manual signature; the parties to this Deposit Agreement hereby agree not to argue to the contrary.

SECTION 7.2. No Third Party Beneficiaries.

This Deposit Agreement is for the exclusive benefit of the Company, the Depositary, the Owners and the Holders and their respective successors and shall not be deemed to give any legal or equitable right, remedy or claim whatsoever to any other person.

SECTION 7.3. Severability.

In case any one or more of the provisions contained in this Deposit Agreement or in a Receipt should be or become invalid, illegal or unenforceable in any respect, the validity, legality and enforceability of the remaining provisions contained in this Deposit Agreement or that Receipt shall in no way be affected, prejudiced or disturbed thereby.

SECTION 7.4. Owners and Holders as Parties; Binding Effect.

The Owners and Holders from time to time shall be parties to this Deposit Agreement and shall be bound by all of the terms and conditions of this Deposit Agreement and of the Receipts by acceptance of American Depositary Shares or any interest therein.

SECTION 7.5. Notices.

Any and all notices to be given to the Company shall be in writing and shall be deemed to have been duly given if personally delivered or sent by domestic first class or international air mail or air courier or sent by facsimile transmission or email attaching a pdf or similar bit-mapped image of a signed writing, addressed to Companhia Paranaense de Energia - COPEL, Rua Coronel Dulcídio, 800, 3rd floor – 80420.170 Curitiba, Paraná, Brazil, Attention: Daniel Pimentel Slaviero, or any other place to which the Company may have transferred its principal office with notice to the Depositary.

Any and all notices to be given to the Depositary shall be in writing and shall be deemed to have been duly given if in English and personally delivered or sent by first class domestic or international air mail or air courier or sent by facsimile transmission or email attaching a pdf or similar bit-mapped image of a signed writing, addressed to The Bank of New York Mellon, 240 Greenwich Street, New York, New York 10286, Attention: Depositary Receipt Administration, or any other place to which the Depositary may have transferred its Office with notice to the Company.

Delivery of a notice to the Company or Depositary by mail or air courier shall be deemed effected when deposited, postage prepaid, in a post-office letter box or received by an air courier service. Delivery of a notice to the Company or Depositary sent by facsimile transmission or email shall be deemed effected when the recipient acknowledges receipt of that notice.

A notice to be given to an Owner shall be deemed to have been duly given when Disseminated to that Owner. Dissemination in paper form will be effective when personally delivered or sent by first class domestic or international air mail or air courier, addressed to that Owner at the address of that Owner as it appears on the transfer books for American Depositary Shares of the Depositary, or, if that Owner has filed with the Depositary a written request that notices intended for that Owner be mailed to some other address, at the address designated in that request. Dissemination in electronic form will be effective when sent in the manner consented to by the Owner to the electronic address most recently provided by the Owner for that purpose.

SECTION 7.6. Appointment of Agent for Service of Process; Submission to Jurisdiction; Jury Trial Waiver.

The Company hereby (i) designates and appoints the person named in Exhibit A to this Deposit Agreement as the Company's authorized agent in the United

States upon which process may be served in any suit or proceeding arising out of or relating to the Units or other Deposited Securities, the Shares, the American Depositary Shares, the Receipts or this Deposit Agreement (a "Proceeding"), (ii) consents and submits to the jurisdiction of any state or federal court in the State of New York in which any Proceeding may be instituted and (iii) agrees that service of process upon said authorized agent shall be deemed in every respect effective service of process upon the Company in any Proceeding. The Company agrees to deliver to the Depositary, upon the execution and delivery of this Deposit Agreement, a written acceptance by the agent named in Exhibit A to this Deposit Agreement of its appointment as process agent. The Company further agrees to take any and all action, including the filing of any and all such documents and instruments, as may be necessary to continue that designation and appointment in full force and effect, or to appoint and maintain the appointment of another process agent located in the United States as required above, and to deliver to the Depositary a written acceptance by that agent of that appointment, for so long as any American Depositary Shares or Receipts remain outstanding or this Deposit Agreement remains in force. In the event the Company fails to maintain the designation and appointment of a process agent in the United States in full force and effect, the Company hereby waives personal service of process upon it and consents that a service of process in connection with a Proceeding may be made by certified or registered mail, return receipt requested, directed to the Company at its address last specified for notices under this Deposit Agreement, and service so made shall be deemed completed five (5) days after the same shall have been so mailed.

EACH PARTY TO THIS DEPOSIT AGREEMENT (INCLUDING, FOR AVOIDANCE OF DOUBT, EACH OWNER AND HOLDER) HEREBY IRREVOCABLY WAIVES, TO THE FULLEST EXTENT PERMITTED BY APPLICABLE LAW, ANY RIGHT IT MAY HAVE TO A TRIAL BY JURY IN ANY SUIT, ACTION OR PROCEEDING AGAINST THE COMPANY AND/OR THE DEPOSITARY DIRECTLY OR INDIRECTLY ARISING OUT OF OR RELATING TO THE UNITS OR OTHER DEPOSITED SECURITIES, THE SHARES, THE AMERICAN DEPOSITARY SHARES OR THE RECEIPTS, THIS DEPOSIT AGREEMENT OR ANY TRANSACTION CONTEMPLATED HEREIN OR THEREIN, OR THE BREACH HEREOF OR THEREOF, INCLUDING, WITHOUT LIMITATION, ANY QUESTION REGARDING EXISTENCE, VALIDITY OR TERMINATION (WHETHER BASED ON CONTRACT, TORT OR ANY OTHER THEORY).

SECTION 7.7. Waiver of Immunities.

To the extent that the Company or any of its properties, assets or revenues may have or may hereafter become entitled to, or have attributed to it, any right of immunity, on the grounds of sovereignty or otherwise, from any legal action, suit or proceeding, from the giving of any relief in any respect thereof, from setoff or counterclaim, from the jurisdiction of any court, from service of process, from attachment upon or prior to judgment, from attachment in aid of execution or judgment, or from execution of judgment, or other legal process or proceeding for the giving of any relief or

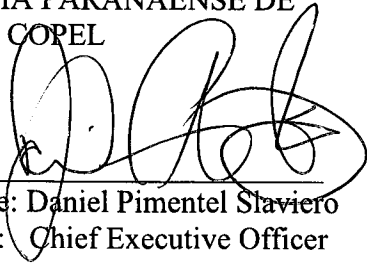
for the enforcement of any judgment, in any jurisdiction in which proceedings may at any time be commenced, with respect to its obligations, liabilities or any other matter under or arising out of or in connection with the Units or Deposited Securities, the American Depositary Shares, the Receipts or this Deposit Agreement, the Company, to the fullest extent permitted by law, hereby irrevocably and unconditionally waives, and agrees not to plead or claim, any immunity of that kind and consents to relief and enforcement as provided above.


SECTION 7.8. Governing Law.

This Deposit Agreement and the Receipts shall be interpreted in accordance with and all rights hereunder and thereunder and provisions hereof and thereof shall be governed by the laws of the State of New York.

IN WITNESS WHEREOF, COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL and THE BANK OF NEW YORK MELLON have duly executed this Deposit Agreement as of the day and year first set forth above and all Owners and Holders shall become parties hereto upon acceptance by them of American Depositary Shares or any interest therein.

COMPANHIA PARANAENSE DE
ENERGIA - COPEL

By: 
Name: Daniel Pimentel Slaviero
Title: Chief Executive Officer

By: 
Name: Adriano Rudek De Moura
Title: Chief Financial and Investor Relations
Officer

THE BANK OF NEW YORK MELLON,
as Depositary

By: _____
Name:
Title:

IN WITNESS WHEREOF, COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL and THE BANK OF NEW YORK MELLON have duly executed this Deposit Agreement as of the day and year first set forth above and all Owners and Holders shall become parties hereto upon acceptance by them of American Depositary Shares or any interest therein.

COMPANHIA PARANAENSE DE
ENERGIA - COPEL

By: _____
Name:
Title:

THE BANK OF NEW YORK MELLON,
as Depositary


By: 
Name: Lance Miller
Title: Vice President

EXHIBIT A

AMERICAN DEPOSITARY SHARES
(Each American Depositary Share represents
one deposited Unit)

THE BANK OF NEW YORK MELLON
AMERICAN DEPOSITARY RECEIPT
FOR UNITS, EACH CONSISTING OF ONE COMMON SHARES AND
FOUR NON-VOTING CLASS B PREFERRED SHARES OF
COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL
(INCORPORATED UNDER THE LAWS OF the Federative Republic of Brazil)

The Bank of New York Mellon, as depositary (hereinafter called the
“Depositary”), hereby certifies that _____, or
registered assigns IS THE OWNER OF _____

AMERICAN DEPOSITARY SHARES

representing deposited units (herein called “Units”), each consisting of one common share and four non-voting class B preferred shares of Companhia Paranaense de Energia - COPEL, a *sociedade de economia mista* incorporated under the laws of the Federative Republic of Brazil (herein called the “Company”). At the date hereof, each American Depositary Share represents one Unit deposited or subject to deposit under the Deposit Agreement (as such term is hereinafter defined) with a custodian for the Depositary (herein called the “Custodian”) that, as of the date of the Deposit Agreement, was Itaú Unibanco S.A. located in Brazil. The Depositary's Office and its principal executive office are located at 240 Greenwich Street, New York, N.Y. 10286.

THE DEPOSITARY'S OFFICE ADDRESS IS
240 GREENWICH STREET, NEW YORK, N.Y. 10286

1. THE DEPOSIT AGREEMENT.

This American Depositary Receipt is one of an issue (herein called “Receipts”), all issued and to be issued upon the terms and conditions set forth in the Amended and Restated Deposit Agreement dated as of April 27, 2021 (herein called the “Deposit Agreement”) among the Company, the Depositary, and all Owners and Holders from time to time of American Depositary Shares issued thereunder, each of whom by accepting American Depositary Shares agrees to become a party thereto and become bound by all the terms and conditions thereof. The Deposit Agreement sets forth the rights of Owners and Holders and the rights and duties of the Depositary in respect of the Units deposited thereunder and any and all other securities, property and cash from time to time received in respect of those Units and held thereunder (those Units, securities, property, and cash are herein called “Deposited Securities”). Copies of the Deposit Agreement are on file at the Depositary's Office in New York City and at the office of the Custodian.

The statements made on the face and reverse of this Receipt are summaries of certain provisions of the Deposit Agreement and are qualified by and subject to the detailed provisions of the Deposit Agreement, to which reference is hereby made. Capitalized terms defined in the Deposit Agreement and not defined herein shall have the meanings set forth in the Deposit Agreement.

2. SURRENDER OF AMERICAN DEPOSITARY SHARES AND WITHDRAWAL OF SHARES.

Upon surrender of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal of the Deposited Securities represented thereby and payment of the fee of the Depositary for the surrender of American Depositary Shares as provided in Section 5.9 of the Deposit Agreement and payment of all taxes and governmental charges payable in connection with that surrender and withdrawal of the Deposited Securities, and subject to the terms and conditions of the Deposit Agreement, the Owner of those American Depositary Shares shall be entitled to delivery (to the extent delivery can then be lawfully and practicably made), to or as instructed by that Owner, of the amount of Deposited Securities at the time represented by those American Depositary Shares, but not any money or other property as to which a record date for distribution to Owners has passed (since money or other property of that kind will be delivered or paid on the scheduled payment date to the Owner as of that record date), and except that the Depositary shall not be required to accept surrender of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal to the extent it would require delivery of a fraction of a Deposited Security. The Depositary shall direct the Custodian with respect to delivery of Deposited Securities and may charge the surrendering Owner a fee and its expenses for giving that direction by cable (including SWIFT) or facsimile transmission. If Deposited Securities are delivered physically upon surrender of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal, that delivery will be made at the Custodian's office, except that, at the request, risk and expense of the surrendering Owner, and for the account of that Owner, the Depositary shall direct the Custodian to forward any

cash or other property comprising, and forward a certificate or certificates, if applicable, and other proper documents of title, if any, for, the Deposited Securities represented by the surrendered American Depositary Shares to the Depository for delivery at the Depository's Office or to another address specified in the order received from the surrendering Owner.

3. REGISTRATION OF TRANSFER OF AMERICAN DEPOSITARY SHARES; COMBINATION AND SPLIT-UP OF RECEIPTS; INTERCHANGE OF CERTIFICATED AND UNCERTIFICATED AMERICAN DEPOSITARY SHARES.

The Depository, subject to the terms and conditions of the Deposit Agreement, shall register a transfer of American Depositary Shares on its transfer books upon (i) in the case of certificated American Depositary Shares, surrender of the Receipt evidencing those American Depositary Shares, by the Owner or by a duly authorized attorney, properly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer or (ii) in the case of uncertificated American Depositary Shares, receipt from the Owner of a proper instruction (including, for the avoidance of doubt, instructions through DRS and Profile as provided in Section 2.9 of that Agreement), and, in either case, duly stamped as may be required by the laws of the State of New York and of the United States of America. Upon registration of a transfer, the Depository shall deliver the transferred American Depositary Shares to or upon the order of the person entitled thereto.

The Depository, subject to the terms and conditions of the Deposit Agreement, shall upon surrender of a Receipt or Receipts for the purpose of effecting a split-up or combination of such Receipt or Receipts, execute and deliver a new Receipt or Receipts for any authorized number of American Depositary Shares requested, evidencing the same aggregate number of American Depositary Shares as the Receipt or Receipts surrendered.

The Depository, upon surrender of certificated American Depositary Shares for the purpose of exchanging for uncertificated American Depositary Shares, shall cancel the Receipt evidencing those certificated American Depositary Shares and send the Owner a statement confirming that the Owner is the owner of the same number of uncertificated American Depositary Shares. The Depository, upon receipt of a proper instruction (including, for the avoidance of doubt, instructions through DRS and Profile as provided in Section 2.9 of the Deposit Agreement) from the Owner of uncertificated American Depositary Shares for the purpose of exchanging for certificated American Depositary Shares, shall cancel those uncertificated American Depositary Shares and register and deliver to the Owner a Receipt evidencing the same number of certificated American Depositary Shares.

As a condition precedent to the delivery, registration of transfer, or surrender of any American Depositary Shares or split-up or combination of any Receipt or withdrawal of any Deposited Securities, the Depository, the Custodian, or Registrar may require payment from the depositor of the Units or the presenter of the Receipt or instruction for registration of transfer or surrender of American Depositary Shares not evidenced by a Receipt of a sum sufficient to reimburse it for any tax or other governmental charge and any stock

transfer or registration fee with respect thereto (including any such tax or charge and fee with respect to Units being deposited or withdrawn) and payment of any applicable fees as provided in the Deposit Agreement, may require the production of proof satisfactory to it as to the identity and genuineness of any signature and may also require compliance with any regulations the Depositary may establish consistent with the provisions of the Deposit Agreement.

The Depositary may refuse to accept deposits of Units for delivery of American Depositary Shares or to register transfers of American Depositary Shares in particular instances, or may suspend deposits of Units or registration of transfer generally, whenever it, the Unit Depositary or the Company considers it necessary or advisable to do so. The Depositary may refuse surrenders of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal of Deposited Securities in particular instances, or may suspend surrenders for the purpose of withdrawal generally, but, notwithstanding anything to the contrary in the Deposit Agreement, only for (i) temporary delays caused by closing of the Depositary's register or the register of holders of Units maintained by the Unit Depositary or the Foreign Registrar, or the deposit of Units, in connection with voting at a shareholders' meeting or the payment of dividends, (ii) the payment of fees, taxes and similar charges, (iii) compliance with any U.S. or foreign laws or governmental regulations relating to the American Depositary Shares or to the withdrawal of the Deposited Securities or (iv) any other reason that, at the time, is permitted under paragraph I(A)(1) of the General Instructions to Form F-6 under the Securities Act of 1933 or any successor to that provision.

The Depositary shall not knowingly accept for deposit under the Deposit Agreement any Units that, at the time of deposit, are Restricted Securities.

4. LIABILITY OF OWNER FOR TAXES.

If any tax or other governmental charge shall become payable by the Custodian or the Depositary with respect to or in connection with any American Depositary Shares or any Deposited Securities represented by any American Depositary Shares or in connection with a transaction to which Section 4.8 of the Deposit Agreement applies, that tax or other governmental charge shall be payable by the Owner of those American Depositary Shares to the Depositary. The Depositary may refuse to register any transfer of those American Depositary Shares or any withdrawal of Deposited Securities represented by those American Depositary Shares until that payment is made, and may withhold any dividends or other distributions or the proceeds thereof, or may sell for the account of the Owner any part or all of the Deposited Securities represented by those American Depositary Shares, and may apply those dividends or other distributions or the net proceeds of any sale of that kind in payment of that tax or other governmental charge but, even after a sale of that kind, the Owner shall remain liable for any deficiency. The Depositary shall distribute any net proceeds of a sale made under Section 3.2 of the Deposit Agreement that are not used to pay taxes or governmental charges to the Owners entitled to them in accordance with

Section 4.1 of the Deposit Agreement. If the number of Units represented by each American Depositary Share decreases as a result of a sale of Deposited Securities under Section 3.2 of the Deposit Agreement, the Depositary may call for surrender of the American Depositary Shares to be exchanged on a mandatory basis for a lesser number of American Depositary Shares and may sell American Depositary Shares to the extent necessary to avoid distributing fractions of American Depositary Shares in that exchange and distribute the net proceeds of that sale to the Owners entitled to them.

5. WARRANTIES ON DEPOSIT OF SHARES.

Every person depositing Units under the Deposit Agreement shall be deemed thereby to represent and warrant that those Units, and the Shares represented thereby, are validly issued, fully paid and nonassessable and were not issued in violation of any preemptive or similar rights of the holders of outstanding securities of the Company and that the person making that deposit is duly authorized so to do. Every depositing person shall also be deemed to represent that the Units, at the time of deposit, are not Restricted Securities. All representations and warranties deemed made under Section 3.3 of the Deposit Agreement shall survive the deposit of Units and delivery of American Depositary Shares.

6. FILING PROOFS, CERTIFICATES, AND OTHER INFORMATION.

Any person presenting Units for deposit or any Owner or Holder may be required from time to time to file with the Depositary or the Custodian such proof of citizenship or residence, exchange control approval, or such information relating to the registration on the books of the Unit Depositary or the Foreign Registrar, if applicable, to execute such certificates and to make such representations and warranties, as the Depositary may deem necessary or proper. The Depositary may withhold the delivery or registration of transfer of any American Depositary Shares, the distribution of any dividend or other distribution or of the proceeds thereof or the delivery of any Deposited Securities until that proof or other information is filed or those certificates are executed or those representations and warranties are made. As conditions of accepting Units for deposit, the Depositary may require (i) any certification required by the Depositary or the Custodian in accordance with the provisions of the Deposit Agreement, (ii) a written order directing the Depositary to deliver to, or upon the written order of, the person or persons stated in that order, the number of American Depositary Shares representing those Deposited Units, (iii) evidence satisfactory to the Depositary that those Units have been re-registered in the books of the Company or the Foreign Registrar in the name of the Depositary, a Custodian or a nominee of the Depositary or a Custodian, (iv) evidence satisfactory to the Depositary that any necessary approval has been granted by any governmental body in each applicable jurisdiction and (v) an agreement or assignment, or other instrument satisfactory to the Depositary, that provides for the prompt transfer to the Custodian of any dividend, or right to subscribe for additional Units or to receive other property, that any person in whose name those Units are or have been recorded may thereafter receive upon or in respect of

those Units, or, in lieu thereof, such agreement of indemnity or other agreement as shall be satisfactory to the Depositary.

7. CHARGES OF DEPOSITARY.

The following charges shall be incurred by any party depositing or withdrawing Units or by any party surrendering American Depositary Shares or to whom American Depositary Shares are issued (including, without limitation, issuance pursuant to a stock dividend or stock split declared by the Company or an exchange of stock regarding the American Depositary Shares or Deposited Securities or a delivery of American Depositary Shares pursuant to Section 4.3 of the Deposit Agreement), or by Owners, as applicable: (1) taxes and other governmental charges, (2) such registration fees as may from time to time be in effect for the registration of transfers of Units generally on the Unit register of the Unit Depositary or Foreign Registrar and applicable to transfers of Units to or from the name of the Depositary or its nominee or the Custodian or its nominee on the making of deposits or withdrawals hereunder, (3) such cable (including SWIFT) and facsimile transmission fees and expenses as are expressly provided in the Deposit Agreement, (4) such expenses as are incurred by the Depositary in the conversion of foreign currency pursuant to Section 4.5 of the Deposit Agreement, (5) a fee of \$5.00 or less per 100 American Depositary Shares (or portion thereof) for the delivery of American Depositary Shares pursuant to Section 2.3, 4.3 or 4.4 of the Deposit Agreement and the surrender of American Depositary Shares pursuant to Section 2.5 or 6.2 of the Deposit Agreement, (6) a fee of \$.05 or less per American Depositary Share (or portion thereof) for any cash distribution made pursuant to the Deposit Agreement, including, but not limited to Sections 4.1 through 4.4 and 4.8 of the Deposit Agreement, (7) a fee for the distribution of securities pursuant to Section 4.2 of the Deposit Agreement or of rights pursuant to Section 4.4 of that Agreement (where the Depositary will not exercise or sell those rights on behalf of Owners), such fee being in an amount equal to the fee for the execution and delivery of American Depositary Shares referred to above which would have been charged as a result of the deposit of such securities under the Deposit Agreement (for purposes of this item 7 treating all such securities as if they were Units) but which securities are instead distributed by the Depositary to Owners, (8) in addition to any fee charged under item 6, a fee of \$.05 or less per American Depositary Share (or portion thereof) per annum for depositary services, which will be payable as provided in item 9 below, and (9) any other charges payable by the Depositary or the Custodian, any of the Depositary's or Custodian's agents or the agents of the Depositary's or Custodian's agents, in connection with the servicing of Units or other Deposited Securities (which charges shall be assessed against Owners as of the date or dates set by the Depositary in accordance with Section 4.6 of the Deposit Agreement and shall be payable at the sole discretion of the Depositary by billing those Owners for those charges or by deducting those charges from one or more cash dividends or other cash distributions).

The Depositary may collect any of its fees by deduction from any cash distribution payable, or by selling a portion of any securities to be distributed, to Owners that are obligated to pay those fees.

The Depositary may own and deal in any class of securities of the Company and its affiliates and in Units and American Depositary Shares.

From time to time, the Depositary may make payments to the Company to reimburse the Company for costs and expenses generally arising out of establishment and maintenance of the American Depositary Shares program, waive fees and expenses for services provided by the Depositary or share revenue from the fees collected from Owners or Holders. In performing its duties under the Deposit Agreement, the Depositary may use brokers, dealers, foreign currency dealers or other service providers that are owned by or affiliated with the Depositary and that may earn or share fees, spreads or commissions.

8. DISCLOSURE OF INTERESTS.

When required in order to comply with applicable laws and regulations or the articles of association or similar document of the Company, the Company may from time to time request each Owner and Holder to provide to the Depositary information relating to: (a) the capacity in which it holds American Depositary Shares, (b) the identity of any Holders or other persons or entities then or previously interested in those American Depositary Shares and the nature of those interests and (c) any other matter where disclosure of such matter is required for that compliance. Each Owner and Holder agrees to provide all information known to it in response to a request made pursuant to Section 3.4 of the Deposit Agreement. Each Holder consents to the disclosure by the Depositary and the Owner or other Holder through which it holds American Depositary Shares, directly or indirectly, of all information responsive to a request made pursuant to that Section relating to that Holder that is known to that Owner or other Holder.

9. TITLE TO AMERICAN DEPOSITARY SHARES.

It is a condition of the American Depositary Shares, and every successive Owner and Holder of American Depositary Shares, by accepting or holding the same, consents and agrees that American Depositary Shares evidenced by a Receipt, when the Receipt is properly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer, shall be transferable as certificated registered securities under the laws of the State of New York, and that American Depositary Shares not evidenced by Receipts shall be transferable as uncertificated registered securities under the laws of the State of New York. The Depositary, notwithstanding any notice to the contrary, may treat the Owner of American Depositary Shares as the absolute owner thereof for the purpose of determining the person entitled to distribution of dividends or other distributions or to any notice provided for in the Deposit Agreement and for all other purposes, and neither the Depositary nor the Company shall have any obligation or be subject to any liability under the Deposit Agreement to any Holder of American Depositary Shares, but only to the Owner.

10. VALIDITY OF RECEIPT.

This Receipt shall not be entitled to any benefits under the Deposit Agreement or be valid or obligatory for any purpose, unless this Receipt shall have been (i) executed by the Depository by the manual signature of a duly authorized officer of the Depository or (ii) executed by the facsimile signature of a duly authorized officer of the Depository and countersigned by the manual signature of a duly authorized signatory of the Depository or the Registrar or a co-registrar.

11. REPORTS; INSPECTION OF TRANSFER BOOKS.

The Company is subject to the periodic reporting requirements of the Securities Exchange Act of 1934 and, accordingly, files certain reports with the Securities and Exchange Commission. Those reports will be available for inspection and copying through the Commission's EDGAR system or at public reference facilities maintained by the Commission in Washington, D.C.

The Depository will make available for inspection by Owners at its Office any reports, notices and other communications, including any proxy soliciting material, received from the Company which are both (a) received by the Depository as the holder of the Deposited Securities and (b) made generally available to the holders of those Deposited Securities by the Company. The Company shall furnish reports and communications, including any proxy soliciting material to which Section 4.9 of the Deposit Agreement applies, to the Depository in English, to the extent such materials are required to be translated into English pursuant to any regulations of the Commission.

The Depository will maintain a register of American Depositary Shares and transfers of American Depositary Shares, which shall be open for inspection by the Owners at the Depository's Office during regular business hours, but only for the purpose of communicating with Owners regarding the business of the Company or a matter related to this Deposit Agreement or the American Depositary Shares.

12. DIVIDENDS AND DISTRIBUTIONS.

Whenever the Depository receives any cash dividend or other cash distribution on Deposited Securities, the Depository will, if at the time of receipt thereof any amounts received in a foreign currency can in the judgment of the Depository be converted on a reasonable basis into Dollars transferable to the United States, and subject to the Deposit Agreement, convert that dividend or other cash distribution into Dollars and distribute the amount thus received (net of the fees and expenses of the Depository as provided in Article 7 hereof and Section 5.9 of the Deposit Agreement) to the Owners entitled thereto; provided, however, that if the Custodian or the Depository is required to withhold and does withhold from that cash dividend or other cash distribution an amount on account of taxes or other governmental charges, the amount distributed to the Owners of the American Depositary Shares representing those Deposited Securities shall be reduced accordingly.

If a cash distribution would represent a return of all or substantially all the value of the Deposited Securities underlying American Depositary Shares, the Depositary may:

(i) require payment of or deduct the fee for surrender of American Depositary Shares (whether or not it is also requiring surrender of American Depositary Shares) as a condition of making that cash distribution; or

(ii) sell all Deposited Securities other than the subject cash distribution and add any net cash proceeds of that sale to the cash distribution, call for surrender of all those American Depositary Shares and require that surrender as a condition of making that cash distribution.

If the Depositary acts under this paragraph, that action shall also be a Termination Option Event.

Subject to the provisions of Section 4.11 and 5.9 of the Deposit Agreement, whenever the Depositary receives any distribution other than a distribution described in Section 4.1, 4.3 or 4.4 of the Deposit Agreement on Deposited Securities (but not in exchange for or in conversion or in lieu of Deposited Securities), the Depositary will cause the securities or property received by it to be distributed to the Owners entitled thereto, after deduction or upon payment of any fees and expenses of the Depositary and any taxes or other governmental charges, in any manner that the Depositary deems equitable and practicable for accomplishing that distribution (which may be a distribution of depositary shares representing the securities received); provided, however, that if in the opinion of the Depositary such distribution cannot be made proportionately among the Owners entitled thereto, or if for any other reason the Depositary deems such distribution not to be lawful and feasible, the Depositary may adopt such other method as it may deem equitable and practicable for the purpose of effecting such distribution, including, but not limited to, the public or private sale of the securities or property thus received, or any part thereof, and distribution of the net proceeds of any such sale (net of the fees and expenses of the Depositary as provided in Article 7 hereof and Section 5.9 of the Deposit Agreement) to the Owners entitled thereto all in the manner and subject to the conditions set forth in Section 4.1 of the Deposit Agreement. The Depositary may withhold any distribution of securities under Section 4.2 of the Deposit Agreement if it has not received satisfactory assurances from the Company that the distribution does not require registration under the Securities Act of 1933. The Depositary may sell, by public or private sale, an amount of securities or other property it would otherwise distribute under this Article that is sufficient to pay its fees and expenses in respect of that distribution.

If a distribution to be made under Section 4.2 of the Deposit Agreement would represent a return of all or substantially all the value of the Deposited Securities underlying American Depositary Shares, the Depositary may:

(i) require payment of or deduct the fee for surrender of American Depositary Shares (whether or not it is also requiring surrender of American Depositary Shares) as a condition of making that distribution; or

(ii) sell all Deposited Securities other than the subject distribution and add any net cash proceeds of that sale to the distribution, call for surrender of all those American Depositary Shares and require that surrender as a condition of making that distribution.

If the Depositary acts under this paragraph, that action shall also be a Termination Option Event.

If the Company declares a dividend in, or free distribution of, Shares that results in a distribution of additional Units in respect of Deposited Securities, the Depositary may deliver to the Owners entitled thereto, an aggregate number of American Depositary Shares representing the amount of Units received as that dividend or free distribution, subject to the terms and conditions of the Deposit Agreement with respect to the deposit of Units and issuance of American Depositary Shares, including the withholding of any tax or other governmental charge as provided in Section 4.11 of the Deposit Agreement and the payment of the fees and expenses of the Depositary as provided in Article 7 hereof and Section 5.9 of the Deposit Agreement (and the Depositary may sell, by public or private sale, an amount of Units received (or American Depositary Shares representing those Units) sufficient to pay its fees and expenses in respect of that distribution). In lieu of delivering fractional American Depositary Shares, the Depositary may sell the amount of Units represented by the aggregate of those fractions (or American Depositary Shares representing those Units) and distribute the net proceeds, all in the manner and subject to the conditions described in Section 4.1 of the Deposit Agreement. If and to the extent that additional American Depositary Shares are not delivered and Units or American Depositary Shares are not sold, each American Depositary Share shall thenceforth also represent the additional Units distributed on the Deposited Securities represented thereby.

If the Company declares a distribution in which holders of Deposited Securities have a right to elect whether to receive cash, Units or other securities or a combination of those things, or a right to elect to have a distribution sold on their behalf, the Depositary may, after consultation with the Company, make that right of election available for exercise by Owners in any manner the Depositary considers to be lawful and practical. As a condition of making a distribution election right available to Owners, the Depositary may require satisfactory assurances from the Company that doing so does not require registration of any securities under the Securities Act of 1933 that has not been effected.

If the Depositary determines that any distribution received or to be made by the Depositary (including Units and rights to subscribe therefor) is subject to any tax or other governmental charge that the Depositary is obligated to withhold, the Depositary may sell, by public or private sale, all or a portion of the distributed property (including Units and rights to subscribe therefor) in the amounts and manner the Depositary deems necessary

and practicable to pay those taxes or charges, and the Depositary shall distribute the net proceeds of that sale, after deduction of those taxes or charges, to the Owners entitled thereto in proportion to the number of American Depositary Shares held by them respectively.

Each Owner and Holder agrees to indemnify the Company, the Depositary, the Custodian and their respective directors, employees, agents and affiliates for, and hold each of them harmless against, any claim by any governmental authority with respect to taxes, additions to tax, penalties or interest arising out of any refund of taxes, reduced withholding at source or other tax benefit received by it. Services for Owners and Holders that may permit them to obtain reduced rates of tax withholding at source or reclaim excess tax withheld, and the fees and costs associated with using services of that kind, are not provided under, and are outside the scope of, the Deposit Agreement.

13. RIGHTS.

(a) If rights are granted to the Depositary in respect of deposited Units to purchase additional Units or other securities, the Company and the Depositary shall endeavor to consult as to the actions, if any, the Depositary should take in connection with that grant of rights. The Depositary may, to the extent deemed by it to be lawful and practical (i) if requested in writing by the Company, grant to all or certain Owners rights to instruct the Depositary to purchase the securities to which the rights relate and deliver those securities or American Depositary Shares representing those securities to Owners, (ii) if requested in writing by the Company, deliver the rights to or to the order of certain Owners, or (iii) sell the rights to the extent practicable and distribute the net proceeds of that sale to Owners entitled to those proceeds. To the extent rights are not exercised, delivered or disposed of under (i), (ii) or (iii) above, the Depositary shall permit the rights to lapse unexercised.

(b) If the Depositary will act under (a)(i) above, the Company and the Depositary will enter into a separate agreement setting forth the conditions and procedures applicable to the particular offering. Upon instruction from an applicable Owner in the form the Depositary specified and upon payment by that Owner to the Depositary of an amount equal to the purchase price of the securities to be received upon the exercise of the rights, the Depositary shall, on behalf of that Owner, exercise the rights and purchase the securities. The purchased securities shall be delivered to, or as instructed by, the Depositary. The Depositary shall (i) deposit the purchased Units under the Deposit Agreement and deliver American Depositary Shares representing those Units to that Owner or (ii) deliver or cause the purchased Units or other securities to be delivered to or to the order of that Owner. The Depositary will not act under (a)(i) above unless the offer and sale of the securities to which the rights relate are registered under the Securities Act of 1933 or the Depositary has received an opinion of United States counsel that is satisfactory to it to the effect that those securities may be sold and delivered to the applicable Owners without registration under the Securities Act of 1933.

(c) If the Depositary will act under (a)(ii) above, the Company and the Depositary will enter into a separate agreement setting forth the conditions and procedures applicable to the particular offering. Upon (i) the request of an applicable Owner to deliver the rights allocable to the American Depositary Shares of that Owner to an account specified by that Owner to which the rights can be delivered and (ii) receipt of such documents as the Company and the Depositary agreed to require to comply with applicable law, the Depositary will deliver those rights as requested by that Owner.

(d) If the Depositary will act under (a)(iii) above, the Depositary will use reasonable efforts to sell the rights in proportion to the number of American Depositary Shares held by the applicable Owners and pay the net proceeds to the Owners otherwise entitled to the rights that were sold, upon an averaged or other practical basis without regard to any distinctions among such Owners because of exchange restrictions or the date of delivery of any American Depositary Shares or otherwise.

(e) Payment or deduction of the fees of the Depositary as provided in Section 5.9 of the Deposit Agreement and payment or deduction of the expenses of the Depositary and any applicable taxes or other governmental charges shall be conditions of any delivery of securities or payment of cash proceeds under Section 4.4 of that Agreement.

(f) The Depositary shall not be responsible for any failure to determine that it may be lawful or feasible to make rights available to or exercise rights on behalf of Owners in general or any Owner in particular, or to sell rights.

14. CONVERSION OF FOREIGN CURRENCY.

Whenever the Depositary or the Custodian receives foreign currency, by way of dividends or other distributions or the net proceeds from the sale of securities, property or rights, and if at the time of the receipt thereof the foreign currency so received can in the judgment of the Depositary be converted on a reasonable basis into Dollars and the resulting Dollars transferred to the United States, the Depositary or one of its agents or affiliates or the Custodian shall convert or cause to be converted by sale or in any other manner that it may determine that foreign currency into Dollars, and those Dollars shall be distributed to the Owners entitled thereto. A cash distribution may be made upon an averaged or other practicable basis without regard to any distinctions among Owners based on exchange restrictions, the date of delivery of any American Depositary Shares or otherwise and shall be net of any expenses of conversion into Dollars incurred by the Depositary as provided in Section 5.9 of the Deposit Agreement.

If a conversion of foreign currency or the repatriation or distribution of Dollars can be effected only with the approval or license of any government or agency thereof, the Depositary may, but will not be required to, file an application for that approval or license.

If the Depositary determines that in its judgment any foreign currency received by the Depositary or the Custodian is not convertible on a reasonable basis into Dollars

transferable to the United States, or if any approval or license of any government or agency thereof that is required for such conversion is not filed or sought by the Depositary or is not obtained within a reasonable period as determined by the Depositary, the Depositary may distribute the foreign currency received by the Depositary to, or in its discretion may hold such foreign currency uninvested and without liability for interest thereon for the respective accounts of, the Owners entitled to receive the same.

If any conversion of foreign currency, in whole or in part, cannot be effected for distribution to some of the Owners entitled thereto, the Depositary may in its discretion make that conversion and distribution in Dollars to the extent practicable and permissible to the Owners entitled thereto and may distribute the balance of the foreign currency received by the Depositary to, or hold that balance uninvested and without liability for interest thereon for the account of, the Owners entitled thereto.

The Depositary may convert currency itself or through any of its affiliates, or the Custodian or the Company may convert currency and pay Dollars to the Depositary. Where the Depositary converts currency itself or through any of its affiliates, the Depositary acts as principal for its own account and not as agent, advisor, broker or fiduciary on behalf of any other person and earns revenue, including, without limitation, transaction spreads, that it will retain for its own account. The revenue is based on, among other things, the difference between the exchange rate assigned to the currency conversion made under the Deposit Agreement and the rate that the Depositary or its affiliate receives when buying or selling foreign currency for its own account. The Depositary makes no representation that the exchange rate used or obtained by it or its affiliate in any currency conversion under the Deposit Agreement will be the most favorable rate that could be obtained at the time or that the method by which that rate will be determined will be the most favorable to Owners, subject to the Depositary's obligations under Section 5.3 of that Agreement. The methodology used to determine exchange rates used in currency conversions made by the Depositary is available upon request. Where the Custodian converts currency, the Custodian has no obligation to obtain the most favorable rate that could be obtained at the time or to ensure that the method by which that rate will be determined will be the most favorable to Owners, and the Depositary makes no representation that the rate is the most favorable rate and will not be liable for any direct or indirect losses associated with the rate. In certain instances, the Depositary may receive dividends or other distributions from the Company in Dollars that represent the proceeds of a conversion of foreign currency or translation from foreign currency at a rate that was obtained or determined by or on behalf of the Company and, in such cases, the Depositary will not engage in, or be responsible for, any foreign currency transactions and neither it nor the Company makes any representation that the rate obtained or determined by the Company is the most favorable rate and neither it nor the Company will be liable for any direct or indirect losses associated with the rate.

15. RECORD DATES.

Whenever a cash dividend, cash distribution or any other distribution is made on Deposited Securities or rights to purchase Units or other securities are issued with respect to Deposited Securities (which rights will be delivered to or exercised or sold on behalf of Owners in accordance with Section 4.4 of the Deposit Agreement) or the Depositary receives notice that a distribution or issuance of that kind will be made, or whenever the Depositary receives notice that a meeting of holders of Units will be held in respect of which the Company has requested the Depositary to send a notice under Section 4.7 of the Deposit Agreement, or whenever the Depositary will assess a fee or charge against the Owners, or whenever the Depositary causes a change in the number of Units that are represented by each American Depositary Share, or whenever the Depositary otherwise finds it necessary or convenient, the Depositary shall fix a record date, which shall be the same as, or as near as practicable to, any corresponding record date set by the Company with respect to Units, (a) for the determination of the Owners (i) who shall be entitled to receive the benefit of that dividend or other distribution or those rights, (ii) who shall be entitled to give instructions for the exercise of voting rights at that meeting, (iii) who shall be responsible for that fee or charge or (iv) for any other purpose for which the record date was set, or (b) on or after which each American Depositary Share will represent the changed number of Units. Subject to the provisions of Sections 4.1 through 4.5 of the Deposit Agreement and to the other terms and conditions of the Deposit Agreement, the Owners on a record date fixed by the Depositary shall be entitled to receive the amount distributable by the Depositary with respect to that dividend or other distribution or those rights or the net proceeds of sale thereof in proportion to the number of American Depositary Shares held by them respectively, to give voting instructions or to act in respect of the other matter for which that record date was fixed, or be responsible for that fee or charge, as the case may be.

16. VOTING OF DEPOSITED SHARES.

(a) Upon receipt of notice of any meeting of holders of Units or Shares at which holders of Units will be entitled to vote, if requested in writing by the Company, the Depositary shall, as soon as practicable thereafter, Disseminate to the Owners a notice, the form of which shall be in the sole discretion of the Depositary, that shall contain (i) the information contained in the notice of meeting received by the Depositary, (ii) a statement that the Owners as of the close of business on a specified record date will be entitled, subject to any applicable provision of Brazilian law and of the articles of association or similar documents of the Company, to instruct the Depositary as to the exercise of the voting rights pertaining to the amount of Units represented by their respective American Depositary Shares, (iii) a statement as to the manner in which those instructions may be given and (iv) the last date on which the Depositary will accept instructions (the "Instruction Cutoff Date").

(b) Upon the written request of an Owner of American Depositary Shares, as of the date of the request or, if a record date was specified by the Depositary, as of that record date, received on or before any Instruction Cutoff Date established by the

Depository, the Depository may, and if the Depository sent a notice under the preceding paragraph shall, endeavor, in so far as practicable, to vote or cause to be voted the amount of deposited Units (or Shares represented by Units) represented by those American Depository Shares in accordance with the instructions set forth in that request. The Depository shall not vote or attempt to exercise the right to vote that attaches to the deposited Units other than in accordance with instructions given by Owners and received by the Depository.

(c) There can be no assurance that Owners generally or any Owner in particular will receive the notice described in paragraph (a) above in time to enable Owners to give instructions to the Depository prior to the Instruction Cutoff Date.

(d) In order to give Owners a reasonable opportunity to instruct the Depository as to the exercise of voting rights relating to Units, if the Company will request the Depository to Disseminate a notice under paragraph (a) above, the Company shall give the Depository notice of the meeting, details concerning the matters to be voted upon and copies of materials to be made available to holders of Units in connection with the meeting not less than 45 days prior to the meeting date.

17. TENDER AND EXCHANGE OFFERS; REDEMPTION, REPLACEMENT OR CANCELLATION OF DEPOSITED SECURITIES.

(a) The Depository shall not tender any Deposited Securities in response to any voluntary cash tender offer, exchange offer or similar offer made to holders of Deposited Securities (a “Voluntary Offer”), except when instructed in writing to do so by an Owner surrendering American Depository Shares and subject to any conditions or procedures the Depository may require.

(b) If the Depository receives a written notice that Deposited Securities have been redeemed for cash or otherwise purchased for cash in a transaction that is mandatory and binding on the Depository as a holder of those Deposited Securities (a “Redemption”), the Depository, at the expense of the Company, shall (i) if required, surrender Deposited Securities that have been redeemed to the issuer of those securities or its agent on the redemption date, (ii) Disseminate a notice to Owners (A) notifying them of that Redemption, (B) calling for surrender of a corresponding number of American Depository Shares and (C) notifying them that the called American Depository Shares have been converted into a right only to receive the money received by the Depository upon that Redemption and those net proceeds shall be the Deposited Securities to which Owners of those converted American Depository Shares shall be entitled upon surrenders of those American Depository Shares in accordance with Section 2.5 or 6.2 of the Deposit Agreement and (iii) distribute the money received upon that Redemption to the Owners entitled to it upon surrender by them of called American Depository Shares in accordance with Section 2.5 of that Agreement (and, for the avoidance of doubt, Owners shall not be entitled to receive that money under Section 4.1 of that Agreement). If the Redemption affects less than all the Deposited Securities, the Depository shall call for surrender a

corresponding portion of the outstanding American Depositary Shares and only those American Depositary Shares will automatically be converted into a right to receive the net proceeds of the Redemption. The Depositary shall allocate the American Depositary Shares converted under the preceding sentence among the Owners pro-rata to their respective holdings of American Depositary Shares immediately prior to the Redemption, except that the allocations may be adjusted so that no fraction of a converted American Depositary Share is allocated to any Owner. A Redemption of all or substantially all of the Deposited Securities shall be a Termination Option Event.

(c) If the Depositary is notified of or there occurs any change in nominal value or any subdivision, combination or any other reclassification of the Deposited Securities or any recapitalization, reorganization, sale of assets substantially as an entirety, merger or consolidation affecting the issuer of the Deposited Securities or to which it is a party that is mandatory and binding on the Depositary as a holder of Deposited Securities and, as a result, securities or other property have been or will be delivered in exchange, conversion, replacement or in lieu of, Deposited Securities (a “Replacement”), the Depositary shall, if required, surrender the old Deposited Securities affected by that Replacement of Units and hold, as new Deposited Securities under the Deposit Agreement, the new securities or other property delivered to it in that Replacement. However, the Depositary may elect to sell those new Deposited Securities if in the opinion of the Depositary it is not lawful or not practical for it to hold those new Deposited Securities under the Deposit Agreement because those new Deposited Securities may not be distributed to Owners without registration under the Securities Act of 1933 or for any other reason, at public or private sale, at such places and on such terms as it deems proper and proceed as if those new Deposited Securities had been Redeemed under paragraph (b) above. A Replacement shall be a Termination Option Event.

(d) In the case of a Replacement where the new Deposited Securities will continue to be held under the Deposit Agreement, the Depositary may call for the surrender of outstanding Receipts to be exchanged for new Receipts specifically describing the new Deposited Securities and the number of those new Deposited Securities represented by each American Depositary Share. If the number of Units represented by each American Depositary Share decreases as a result of a Replacement, the Depositary may call for surrender of the American Depositary Shares to be exchanged on a mandatory basis for a lesser number of American Depositary Shares and may sell American Depositary Shares to the extent necessary to avoid distributing fractions of American Depositary Shares in that exchange and distribute the net proceeds of that sale to the Owners entitled to them.

(e) If there are no Deposited Securities with respect to American Depositary Shares, including if the Deposited Securities are cancelled, or the Deposited Securities with respect to American Depositary Shares become apparently worthless, the Depositary may call for surrender of those American Depositary Shares or may cancel those American Depositary Shares, upon notice to Owners, and that condition shall be a Termination Option Event.

18. LIABILITY OF THE COMPANY AND DEPOSITARY.

Neither the Depositary nor the Company nor any of their respective directors, employees, agents or affiliates shall incur any liability to any Owner or Holder:

(i) if by reason of (A) any provision of any present or future law or regulation or other act of the government of the United States, any State of the United States or any other state or jurisdiction, or of any governmental or regulatory authority or stock exchange; (B) (in the case of the Depositary only) any provision, present or future, of the articles of association or similar document of the Company, or by reason of any provision of any securities issued or distributed by the Company, or any offering or distribution thereof; or (C) any event or circumstance, whether natural or caused by a person or persons, that is beyond the ability of the Depositary or the Company, as the case may be, to prevent or counteract by reasonable care or effort (including, but not limited to earthquakes, floods, severe storms, fires, explosions, war, terrorism, civil unrest, labor disputes, criminal acts or outbreaks of infectious disease; interruptions or malfunctions of utility services, Internet or other communications lines or systems; unauthorized access to or attacks on computer systems or websites; or other failures or malfunctions of computer hardware or software or other systems or equipment), the Depositary or the Company is, directly or indirectly, prevented from, forbidden to or delayed in, or could be subject to any civil or criminal penalty on account of doing or performing and therefore does not do or perform, any act or thing that, by the terms of the Deposit Agreement or the Deposited Securities, it is provided shall be done or performed;

(ii) for any exercise of, or failure to exercise, any discretion provided for in the Deposit Agreement (including any determination by the Depositary to take, or not take, any action that the Deposit Agreement provides the Depositary may take);

(iii) for the inability of any Owner or Holder to benefit from any distribution, offering, right or other benefit that is made available to holders of Deposited Securities but is not, under the terms of the Deposit Agreement, made available to Owners or Holders; or

(iv) for any special, consequential or punitive damages for any breach of the terms of the Deposit Agreement.

Where, by the terms of a distribution to which Section 4.1, 4.2 or 4.3 of the Deposit Agreement applies, or an offering to which Section 4.4 of that Agreement applies, or for any other reason, that distribution or offering may not be made available to Owners, and the Depositary may not dispose of that distribution or offering on behalf of Owners and make the net proceeds available to Owners, then the Depositary shall not make that distribution or offering available to Owners, and shall allow any rights, if applicable, to lapse.

Neither the Company nor the Depositary assumes any obligation or shall be subject to any liability under the Deposit Agreement to Owners or Holders, except that they agree

to perform their obligations specifically set forth in the Deposit Agreement without negligence or bad faith. The Depositary shall not be a fiduciary or have any fiduciary duty to Owners or Holders. The Depositary shall not be subject to any liability with respect to the validity or worth of the Deposited Securities. Neither the Depositary nor the Company shall be under any obligation to appear in, prosecute or defend any action, suit, or other proceeding in respect of any Deposited Securities or in respect of the American Depositary Shares, on behalf of any Owner or Holder or other person. Neither the Depositary nor the Company shall be liable for any action or non-action by it in reliance upon the advice of or information from legal counsel, accountants, any person presenting Units for deposit, any Owner or Holder, or any other person believed by it in good faith to be competent to give such advice or information. Each of the Depositary and the Company may rely, and shall be protected in relying upon, any written notice, request, direction or other document believed by it to be genuine and to have been signed or presented by the proper party or parties. The Depositary shall not be liable for any acts or omissions made by a successor depositary whether in connection with a previous act or omission of the Depositary or in connection with a matter arising wholly after the removal or resignation of the Depositary, provided that in connection with the issue out of which such potential liability arises, the Depositary performed its obligations without negligence or bad faith while it acted as Depositary. The Depositary shall not be liable for the acts or omissions of any securities depository, clearing agency or settlement system in connection with or arising out of book-entry settlement of American Depositary Shares or Deposited Securities or otherwise. In the absence of bad faith on its part, the Depositary shall not be responsible for any failure to carry out any instructions to vote any of the Deposited Securities or for the manner in which any such vote is cast or the effect of any such vote. The Depositary shall have no duty to make any determination or provide any information as to the tax status of the Company or any liability for any tax consequences that may be incurred by Owners or Holders as a result of owning or holding American Depositary Shares. The Depositary shall not be liable for the inability or failure of an Owner or Holder to obtain the benefit of a foreign tax credit, reduced rate of withholding or refund of amounts withheld in respect of tax or any other tax benefit. No disclaimer of liability under the United States federal securities laws is intended by any provision of the Deposit Agreement.

19. RESIGNATION AND REMOVAL OF THE DEPOSITARY; APPOINTMENT OF SUCCESSOR CUSTODIAN.

The Depositary may at any time resign as Depositary under the Deposit Agreement by written notice of its election so to do delivered to the Company, to become effective upon the appointment of a successor depositary and its acceptance of such appointment as provided in the Deposit Agreement. The Depositary may at any time be removed by the Company by 120 days' prior written notice of that removal, to become effective upon the later of (i) the 120th day after delivery of the notice to the Depositary and (ii) the appointment of a successor depositary and its acceptance of its appointment as provided in the Deposit Agreement. The Depositary in its discretion may at any time appoint a substitute custodian.

20. AMENDMENT.

The form of the Receipts and any provisions of the Deposit Agreement may at any time and from time to time be amended by agreement between the Company and the Depository without the consent of Owners or Holders in any respect which they may deem necessary or desirable. Any amendment that would impose or increase any fees or charges (other than taxes and other governmental charges, registration fees, cable (including SWIFT) or facsimile transmission costs, delivery costs or other such expenses), or that would otherwise prejudice any substantial existing right of Owners, shall, however, not become effective as to outstanding American Depositary Shares until the expiration of 30 days after notice of that amendment has been Disseminated to the Owners of outstanding American Depositary Shares. Every Owner and Holder, at the time any amendment so becomes effective, shall be deemed, by continuing to hold American Depositary Shares or any interest therein, to consent and agree to that amendment and to be bound by the Deposit Agreement as amended thereby. Upon the effectiveness of an amendment to the form of Receipt, including a change in the number of Units represented by each American Depositary Share, the Depository may call for surrender of Receipts to be replaced with new Receipts in the amended form or call for surrender of American Depositary Shares to effect that change of ratio. In no event shall any amendment impair the right of the Owner to surrender American Depositary Shares and receive delivery of the Deposited Securities represented thereby, except in order to comply with mandatory provisions of applicable law.

21. TERMINATION OF DEPOSIT AGREEMENT.

(a) The Company may initiate termination of the Deposit Agreement by notice to the Depository. The Depository may initiate termination of the Deposit Agreement if (i) at any time 60 days shall have expired after the Depository delivered to the Company a written resignation notice and a successor depository has not been appointed and accepted its appointment as provided in Section 5.4 of that Agreement or (ii) a Termination Option Event has occurred. If termination of the Deposit Agreement is initiated, the Depository shall Disseminate a notice of termination to the Owners of all American Depositary Shares then outstanding setting a date for termination (the "Termination Date"), which shall be at least 90 days after the date of that notice, and the Deposit Agreement shall terminate on that Termination Date.

(b) After the Termination Date, the Company shall be discharged from all obligations under the Deposit Agreement except for its obligations to the Depository under Sections 5.8 and 5.9 of that Agreement.

(c) At any time after the Termination Date, the Depository may sell the Deposited Securities then held under the Deposit Agreement and may thereafter hold uninvested the net proceeds of any such sale, together with any other cash then held by it hereunder, unsegregated and without liability for interest, for the pro rata benefit of the Owners of American Depositary Shares that remain outstanding, and those Owners will be

general creditors of the Depositary with respect to those net proceeds and that other cash. After making that sale, the Depositary shall be discharged from all obligations under the Deposit Agreement, except (i) to account for the net proceeds and other cash (after deducting, in each case, the fee of the Depositary for the surrender of American Depositary Shares, any expenses for the account of the Owner of such American Depositary Shares in accordance with the terms and conditions of the Deposit Agreement and any applicable taxes or governmental charges) and (ii) for its obligations under Section 5.8 of that Agreement and (iii) to act as provided in paragraph (d) below.

(d) After the Termination Date, the Depositary shall continue to receive dividends and other distributions pertaining to Deposited Securities (that have not been sold), may sell rights and other property as provided in the Deposit Agreement and shall deliver Deposited Securities (or sale proceeds) upon surrender of American Depositary Shares (after payment or upon deduction, in each case, of the fee of the Depositary for the surrender of American Depositary Shares, any expenses for the account of the Owner of those American Depositary Shares in accordance with the terms and conditions of the Deposit Agreement and any applicable taxes or governmental charges). After the Termination Date, the Depositary shall not accept deposits of Units or deliver American Depositary Shares. After the Termination Date, (i) the Depositary may refuse to accept surrenders of American Depositary Shares for the purpose of withdrawal of Deposited Securities (that have not been sold) or reverse previously accepted surrenders of that kind that have not settled if in its judgment the requested withdrawal would interfere with its efforts to sell the Deposited Securities, (ii) the Depositary will not be required to deliver cash proceeds of the sale of Deposited Securities until all Deposited Securities have been sold and (iii) the Depositary may discontinue the registration of transfers of American Depositary Shares and suspend the distribution of dividends and other distributions on Deposited Securities to the Owners and need not give any further notices or perform any further acts under the Deposit Agreement except as provided in Section 6.2 of that Agreement.

22. DTC DIRECT REGISTRATION SYSTEM AND PROFILE MODIFICATION SYSTEM.

(a) Notwithstanding the provisions of Section 2.4 of the Deposit Agreement, the parties acknowledge that DTC's Direct Registration System ("DRS") and Profile Modification System ("Profile") apply to the American Depositary Shares upon acceptance thereof to DRS by DTC. DRS is the system administered by DTC that facilitates interchange between registered holding of uncertificated securities and holding of security entitlements in those securities through DTC and a DTC participant. Profile is a required feature of DRS that allows a DTC participant, claiming to act on behalf of an Owner of American Depositary Shares, to direct the Depositary to register a transfer of those American Depositary Shares to DTC or its nominee and to deliver those American Depositary Shares to the DTC account of that DTC participant without receipt by the Depositary of prior authorization from the Owner to register that transfer.

(b) In connection with DRS/Profile, the parties acknowledge that the Depository will not determine whether the DTC participant that is claiming to be acting on behalf of an Owner in requesting registration of transfer and delivery as described in paragraph (a) above has the actual authority to act on behalf of that Owner (notwithstanding any requirements under the Uniform Commercial Code). For the avoidance of doubt, the provisions of Sections 5.3 and 5.8 of the Deposit Agreement apply to the matters arising from the use of the DRS/Profile. The parties agree that the Depository's reliance on and compliance with instructions received by the Depository through the DRS/Profile system and otherwise in accordance with the Deposit Agreement, shall not constitute negligence or bad faith on the part of the Depository.

23. APPOINTMENT OF AGENT FOR SERVICE OF PROCESS; SUBMISSION TO JURISDICTION; JURY TRIAL WAIVER; WAIVER OF IMMUNITIES.

The Company has (i) appointed CT Corporation System, 28 Liberty Street, New York, New York 10005 as the Company's authorized agent in the United States upon which process may be served in any suit or proceeding arising out of or relating to the Units or other Deposited Securities, the Shares, the American Depositary Shares, the Receipts or the Deposit Agreement, (ii) consented and submitted to the jurisdiction of any state or federal court in the State of New York in which any such suit or proceeding may be instituted, and (iii) agreed that service of process upon said authorized agent shall be deemed in every respect effective service of process upon the Company in any such suit or proceeding.

EACH PARTY TO THE DEPOSIT AGREEMENT (INCLUDING, FOR AVOIDANCE OF DOUBT, EACH OWNER AND HOLDER) THEREBY IRREVOCABLY WAIVES, TO THE FULLEST EXTENT PERMITTED BY APPLICABLE LAW, ANY RIGHT IT MAY HAVE TO A TRIAL BY JURY IN ANY SUIT, ACTION OR PROCEEDING AGAINST THE COMPANY AND/OR THE DEPOSITARY DIRECTLY OR INDIRECTLY ARISING OUT OF OR RELATING TO THE UNITS OR OTHER DEPOSITED SECURITIES, THE SHARES, THE AMERICAN DEPOSITARY SHARES OR THE RECEIPTS, THE DEPOSIT AGREEMENT OR ANY TRANSACTION CONTEMPLATED HEREIN OR THEREIN, OR THE BREACH HEREOF OR THEREOF, INCLUDING, WITHOUT LIMITATION, ANY QUESTION REGARDING EXISTENCE, VALIDITY OR TERMINATION (WHETHER BASED ON CONTRACT, TORT OR ANY OTHER THEORY).

To the extent that the Company or any of its properties, assets or revenues may have or hereafter become entitled to, or have attributed to it, any right of immunity, on the grounds of sovereignty or otherwise, from any legal action, suit or proceeding, from the giving of any relief in any respect thereof, from setoff or counterclaim, from the jurisdiction of any court, from service of process, from attachment upon or prior to judgment, from attachment in aid of execution or judgment, or other legal process or proceeding for the giving of any relief or for the enforcement of any judgment, in any jurisdiction in which

proceedings may at any time be commenced, with respect to its obligations, liabilities or any other matter under or arising out of or in connection with the Units or Deposited Securities, the American Depositary Shares, the Receipts or the Deposit Agreement, the Company, to the fullest extent permitted by law, hereby irrevocably and unconditionally waives, and agrees not to plead or claim, any such immunity and consents to such relief and enforcement.

24. DELIVERY OF INFORMATION TO THE CVM.

Each of the Depositary and the Company hereby confirms to the other that for as long as the Deposit Agreement is in effect, it shall furnish the CVM and the Central Bank, at any time and within the period that may be determined, with any information and documents related to the American Depositary Share program and the American Depositary Shares issued thereunder. In the event that the Depositary or the Custodian is advised in writing by reputable independent Brazilian counsel that the Depositary or Custodian reasonably could be subject to criminal, or material, as reasonably determined by the Depositary, civil, liabilities as a result of the Company having failed to provide such information or documents reasonably available only through the Company, the Depositary shall have the right to terminate the Deposit Agreement, upon at least 15 days' prior notice to the Owners and the Company, and the Depositary shall not be subject to any liability hereunder on account of that termination or that determination. The effect of any termination of the Deposit Agreement shall be as provided in Section 6.2 of that Agreement.

DESCRIÇÃO DOS TÍTULOS REGISTRADOS DE ACORDO COM A SEÇÃO 12 DO *EXCHANGE ACT*

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Copel,” a “Companhia,” “nós,” e “nosso”) dispõe das seguintes classes de títulos registrados de acordo com a Seção 12(b) do *EXCHANGE ACT*:

#	Título de cada classe	Ticker (s)	Nome da Bolsa de Valores em que estão registrado
I.	Ações Ordinárias, sem valor nominal*	N/A	NYSE
II.	Ações Preferenciais Classe B, sem valor nominal*	N/A	NYSE
III.	<i>American Depositary Shares</i> (representadas por <i>American Depositary Receipts</i>), cada uma representando um Unit, composta por uma Ação Ordinária e quatro Ações Preferenciais Classe B da Companhia Paranaense de Energia - Copel	ELP	NYSE

* Não destinados a negociação, apenas para fins de registro de *American Depositary Shares* na Bolsa de Valores de Nova York.

Termos capitalizados utilizados mas não definidos neste documento têm o significado que lhes é dado em nosso Relatório Anual no Formulário 20-F para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2021, exceto quando de outra forma indicado neste documento.

I. AÇÕES COMUNS E PREFERENCIAIS

A descrição do nosso capital social e certas disposições relevantes das nossas regras societárias descritas a seguir é um resumo e não pretende ser completa. Esta descrição está condicionada e qualificada, em sua totalidade, pelo nosso Estatuto Social, pela Lei das Sociedades por Ações e por qualquer outra lei aplicável às sociedades brasileiras, conforme alterada regularmente.

Uma cópia do nosso Estatuto está anexada ao nosso Relatório Anual como Anexo 1.1. Recomendamos que você leia nosso Estatuto Social e as seções aplicáveis do nosso Relatório Anual para maiores informações.

Capital Social

Nosso capital social é composto por ações ordinárias e ações preferenciais (Ações Classe A e Classe B), todas sem valor nominal e denominadas em reais. Em 31 de dezembro de 2021, nosso capital social, incluindo as ações em tesouraria, era representado por 2.736.553.750 ações, sem valor nominal, sendo 1.054.090.460 ações ordinárias, 3.128.000 ações preferenciais classe “A”, 1.679.335.290 ações preferenciais classe “B” e a formação total de 277.126.554 Units. O nosso Estatuto prevê que a única conversão de ações permitida é de Ações Classe A que são convertíveis em Ações Classe B. As Ações Classe B podem ser convertidas em Ações Ordinárias e vice-versa, estritamente para a formação de Units, compostas por quatro Ações Classe B e uma Ação Ordinária, sob os Programas de Units da Copel estabelecidos pelo Conselho de Administração. As nossas ações não são convertíveis de outra forma.

Além da negociação de Units ADSs nos Estados Unidos, conforme detalhado no item II abaixo, nossas Ações Ordinárias são negociadas na B3 sob o *ticker* "CPLE3", nossas ações Classe B são negociadas sob o *ticker* "CPLE6" e nossas Units, cada uma composta de quatro ações Classe B mais uma Ação Ordinárias, são negociadas sob o *ticker* "CPLE11". Em 31 de março de 2022, aproximadamente 188.638 acionistas detinham nossas ações CPLE6, 65.854 detinham ações CPLE3 e 11.436 detinham CPLE11 na B3. Em 2021, o LATIBEX também passou a negociar as Units, sob o *ticker* "XCOPU". Todas as nossas ações são registradas em forma escritural em nome de seus titulares, com certificados de ações emitidos pela Companhia.

De acordo com a regulamentação da CVM, qualquer companhia aberta brasileira (i) acionistas controladores diretos ou indiretos, (ii) acionistas que tenham eleito membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal dessa companhia, bem como (iii) qualquer pessoa ou grupo de pessoas que representem o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou vendido, direta ou indiretamente, uma participação que exceda (seja para mais ou para menos) o limite de 5%, ou qualquer múltiplo, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve divulgar à CVM e ao B3 a propriedade ou alienação de ações desse acionista ou pessoa, imediatamente após a aquisição ou venda.

Alterações no nosso Capital Social

As alterações no nosso capital social são decididas pelos nossos acionistas. Nossos acionistas podem a qualquer momento, em uma Assembleia Geral Ordinária, decidir aumentar ou diminuir nosso capital social, e os aumentos de capital estão sujeitos ao direito de preferência de todos os acionistas, na proporção de sua participação acionária. Para o exercício do direito, é assegurado um prazo mínimo de 30 dias após a publicação da notificação do aumento de capital, sendo este direito transferível.

Qualquer deliberação dos acionistas deve respeitar o quórum e todos os demais requisitos legais estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social. Nenhum acionista é responsável por fazer qualquer outra contribuição ao nosso capital social além da responsabilidade de pagar o preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas por tal acionista.

A emissão de ações preferenciais não precisa seguir a proporção das ações ordinárias, visto que a legislação societária brasileira estabelece que a emissão de ações preferenciais não pode exceder dois terços do número total de nossas ações.

Podemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluindo o direito de preferência aos acionistas, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social.

Dividendos

Nossos pagamentos de dividendos estão sujeitos às disposições da legislação societária brasileira e às leis e regulamentos locais aplicáveis, bem como ao nosso Estatuto Social. Nossas distribuições podem incluir dividendos ou juros sobre o capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio está sujeito à retenção de imposto de renda na fonte, nos termos da legislação tributária brasileira, que não incide sobre os pagamentos de dividendos.

Os lucros são distribuídos na proporção do número de ações de cada acionista na data do registro aplicável. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas uma distribuição mandatória igual a pelo menos 25% do nosso lucro líquido ajustado do exercício social anterior, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no pagamento. De acordo com nosso Estatuto Social, as Ações Classe A e Classe B têm direito a receber dividendos mínimos anuais não cumulativos, cujo dividendo por ação deverá ser, no mínimo, 10% superior aos dividendos por ação pagos aos detentores das Ações Ordinárias. As Ações Classe A têm prioridade sobre as Ações Classe B, e as Ações Classe B têm prioridade sobre as Ações Ordinárias.

O pagamento de dividendos para cada exercício social ou pagamento de juros sobre o capital próprio deve ocorrer no prazo de 60 dias da Assembleia Geral Ordinária na qual a distribuição foi aprovada, a menos que uma deliberação dos acionistas determine outra data, não posterior ao final do exercício social em que tal dividendo foi declarado.

A Lei das Sociedades por Ações permite, entretanto, que uma companhia suspenda a distribuição obrigatória de dividendos se seu

Conselho de Administração informar à Assembleia Geral Ordinária que a distribuição seria incompatível com a condição financeira da companhia, sujeita à aprovação da Assembleia Geral e à revisão pelo Conselho Fiscal.

Independentemente do acima exposto, a Lei das Sociedades por Ações e nossos estatutos preveem que as Ações Classes A e B adquirirão direitos de voto se suspendermos os pagamentos de dividendos obrigatórios por mais de três exercícios fiscais consecutivos, e tais direitos de voto continuarão até que todos os pagamentos de dividendos, incluindo pagamentos retroativos, tenham sido feitos.

Os valores disponíveis para distribuição são determinados com base em demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as exigências da Lei das Sociedades por Ações. Além disso, os valores oriundos de benefícios de incentivos fiscais ou abatimentos são destinados a uma reserva de capital separada, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva de incentivo ao investimento não está usualmente disponível para distribuição, embora possa ser utilizada para absorver prejuízos em determinadas circunstâncias ou ser capitalizada. Os valores destinados a essa reserva não estão disponíveis para distribuição como dividendos.

A Lei das Sociedades por Ações permite que uma empresa pague dividendos provisórios a partir dos lucros preexistentes e acumulados do exercício ou semestre anterior, com base nas demonstrações financeiras aprovadas pelos seus acionistas. Podemos elaborar demonstrações financeiras semestralmente ou em períodos mais curtos. De acordo com nosso Estatuto Social, nossa administração pode declarar dividendos intermediários a serem pagos a partir dos lucros em nossas demonstrações financeiras semestrais, de acordo com a política de dividendos da Companhia. Qualquer pagamento de dividendos provisórios conta para o dividendo obrigatório do ano em que os dividendos provisórios foram pagos.

De acordo com os nossos Estatutos, as Ações Classes A e B têm direito a receber dividendos mínimos anuais não cumulativos, cujos dividendos por ação devem ser pelo menos 10% superiores aos dividendos por ação pagos aos titulares das Ações Ordinárias. As Ações Classe A têm prioridade sobre as Ações Classe B, e as Ações Classe B têm prioridade sobre as Ações Ordinárias. Na medida em que os dividendos são pagos, devem ser distribuídos na seguinte ordem:

- primeiro, os titulares das Ações Classe A têm direito a receber um dividendo mínimo igual a 10% do capital social total representado pelas Ações Classe A em circulação no final do exercício fiscal relativamente ao qual os dividendos tenham sido declarados;
- segundo, na eventualidade de haver montantes adicionais a distribuir após o pagamento de todos os montantes atribuídos às Ações Classe A, os titulares de Ações Classe B têm direito a receber um dividendo mínimo por ação igual a (i) o dividendo obrigatório dividido por (ii) o número total de Ações Classe B em circulação no final do exercício fiscal relativamente ao qual os dividendos foram declarados; e

- terceiro, na eventualidade de haver montantes adicionais a distribuir após o pagamento de todos os montantes atribuídos às Ações Classe A e às Ações Classe B, os titulares de Ações Ordinárias têm o direito de receber um montante por ação igual (i) ao dividendo obrigatório dividido por (ii) o número total de Ações Ordinárias em circulação no final do exercício fiscal relativamente ao qual os dividendos foram declarados, desde que as Ações Classe A e as Ações Classe B recebam dividendos por ação pelo menos 10% superiores aos dividendos por ação pagos às Ações Ordinárias.

Na eventualidade de haver montantes adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os montantes descritos nos itens anteriores e na forma neles descrita, qualquer montante adicional será dividido igualmente entre todos os nossos acionistas. Os titulares de Units recebem dividendos iguais aos de suas ações subjacentes.

Para serem elegíveis para receber valores transferidos em moeda estrangeira fora do Brasil, os acionistas não residentes no Brasil devem se registrar no Banco Central para receber dividendos, receita de vendas ou outros valores com relação às suas ações. As Units subjacentes aos ADSs são detidas no Brasil pelo custodiante, como agente do depositário, que é o proprietário registrado das nossas ações.

Os pagamentos de dividendos em dinheiro e distribuições, se houver, serão feitos em moeda brasileira ao custodiante em nome do depositário, que então converterá tais rendimentos em dólares americanos e fará com que tais dólares americanos sejam entregues ao depositário para distribuição aos detentores de ADSs. Caso o custodiante não consiga converter imediatamente a moeda brasileira recebida como dividendos em dólares americanos, o valor em dólares americanos a pagar aos detentores de ADSs pode ser prejudicado por desvalorizações da moeda brasileira que ocorram antes de tais dividendos serem convertidos e remetidos. Caso o detentor de uma ADS não receber seus dividendos do custodiante no prazo de três (3) anos, contados a partir da data em que tal dividendo for disponibilizado, a legislação societária brasileira estabelece que tais dividendos podem ser devolvidos a companhia. Neste caso, o detentor da ADSL perderá o direito de receber os dividendos.

Se algum dividendo não tiver sido reivindicado em 3 anos após a data em que tal dividendo se tornou devido para pagamento, ele será confiscado e revertido para a Companhia.

Direitos de Voto

A nossa Assembleia Geral Ordinária deverá ser realizada até 30 de abril de cada ano. Adicionalmente, nosso Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas previstas na legislação societária brasileira, nossos acionistas ou nosso Conselho Fiscal, podem convocar uma Assembleia Geral Extraordinária.

Os detentores de nossas ações ordinárias têm direito a um voto para cada unidade de ações ordinárias detidas. Os detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, não pagarmos um dividendo fixo ou mínimo a que as ações preferenciais tenham direito. Se um titular de ações preferenciais adquirir direitos de voto desta forma, tais direitos serão idênticos aos direitos de voto de um titular de ações ordinárias e continuarão até o pagamento do dividendo. Os titulares de Units poderão exercer seus direitos de voto de acordo com suas ações subjacentes.

Geralmente, o quórum necessário para a realização de Assembleia Geral Ordinária é de pelo menos um quarto de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação, exceto conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social em relação às decisões sobre determinadas matérias. As decisões são tomadas por maioria simples, exceto quando a Lei das Sociedades por Ações ou nosso Estatuto Social preveem um quórum diferente.

Determinadas deliberações requerem quórum majoritário para aprovação, incluindo qualquer emenda ao nosso Estatuto Social e a emissão de novas ações. Além disso, a nomeação de uma firma especializada para preparar um relatório de avaliação de nossas ações em caso de cancelamento de nosso registro como companhia de capital aberto requer um quórum especial, de acordo com os termos da regulamentação da B3.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, acionistas minoritários representando pelo menos 5% do nosso capital votante têm o direito de exigir um procedimento de voto cumulativo para eleger um membro do nosso Conselho de Administração.

Direitos de Preferência

Nossos acionistas têm direito de preferência geral para subscrever ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua titularidade, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações. Para o exercício do direito, é assegurado um prazo mínimo de 30 dias após a publicação da notificação do aumento de capital, sendo o direito transferível. Podemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluindo o direito de preferência dos acionistas, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social.

Restrições a Titulares Não-Brasileiros

Os investidores estrangeiros não enfrentam quaisquer restrições legais que os impeçam de deter Ações Ordinárias, Ações Classe A, Ações Classe B, Units ou ADSs Units.

A faculdade de converter em moeda estrangeira pagamentos de dividendos e receitas da venda de Ações Classe B ou direitos de preferência, e de remeter esses montantes para fora do Brasil, está sujeita a restrições da legislação de investimento estrangeiro que

geralmente exige, entre outras coisas, o registro do investimento em questão junto ao Banco Central. Qualquer investidor estrangeiro que se registrar na CVM de acordo com a Resolução nº 4.373 do CMN pode comprar e vender valores mobiliários nas bolsas de valores brasileiras sem obter um certificado de registro separado para cada transação.

O Anexo II da Resolução nº 4.373 do CMN ("Anexo II da Resolução") permite que empresas brasileiras emitam certificados de depósito em mercados de câmbio. Nosso programa de ADS está devidamente registrado junto ao Banco Central e à CVM.

Nosso Estatuto Social não impõe qualquer limitação aos direitos de residentes ou não-residentes brasileiros de deter nossas ações e Units e exercer os direitos relativos a elas.

Direitos de Liquidação

Em caso de liquidação da Sociedade, depois de todos os credores terem sido pagos, todos os acionistas participarão de forma equitativa e divisível em quaisquer ativos remanescentes.

Direitos de Conversão

Os nossos estatutos preveem que a única conversão de ações permitida é a das Ações Classe A convertíveis em Ações Classe B. As nossas ações não são convertíveis de outra forma. Excepcionalmente, as Ações Classe B podem ser convertidas em Ações Ordinárias, e vice-versa, estritamente para a formação de Units compostas por quatro Ações Classe B e uma Ação Ordinária nos programas de unitização da Copel estabelecidos pelo Conselho de Administração.

Direito de Resgate

Nossas ações ordinárias e preferenciais não são resgatáveis, com a exceção de que um acionista dissidente tem, sob certas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirar sua participação acionária de uma empresa e receber um pagamento pela parte do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

II. AMERICAN DEPOSITARY SHARES

A seguinte descrição dos ADSs e certas disposições materiais das nossas regras corporativas é um resumo e não pretende ser completa. Ela está sujeita e qualificada em sua totalidade pelo Contrato de Depósito (conforme descrito abaixo), à forma da ADS, que contém os termos das ADSs, e a qualquer lei aplicável, conforme alterada periodicamente.

Uma cópia do Contrato de Depósito (conforme descrito abaixo) está anexada ao nosso Relatório Anual como Anexo 2.1. Cópias do Contrato de Depósito também estão disponíveis para inspeção nos escritórios de nosso Depositário.

Recomendamos que leia o Contrato de Depósito (descrito abaixo), o formulário ADS e as seções aplicáveis do nosso relatório anual para obter informações adicionais.

Geral

Nos Estados Unidos, operamos ADSs representando as nossas Units, cada uma composta de uma Ação Ordinária e quatro Ações Preferenciais Classe B. Os ADSs são negociados na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE) sob o símbolo "ELP".

O Bank of New York Mellon atua como depositário dos nossos ADSs ("Depositário"). Na sua capacidade, o Depositário registrará e entregará as ADSs, cada uma representando uma participação acionária em uma ação ordinária depositada junto ao custodiante, como agente do Depositário, nos termos do contrato de depósito datado de 21 de março de 1996, conforme alterado e rerepresentado em 27 de abril de 2021, entre nós, o Depositário, e os titulares registrados e proprietários beneficiários de forma periódica das ADSs (o "Contrato de Depósito"), e (ii) quaisquer outros títulos, dinheiro ou outras propriedades que possam ser detidas pelo Depositário.

A sede principal do Depositário está atualmente localizada em 240 Greenwich Street, New York, NY 10286, Estados Unidos da América.

Você pode ser titular de ADSs, direta ou indiretamente, através de seu corretor ou outra instituição financeira. Se você possui ADSs diretamente, ao ter uma ADS registrada em seu nome nos livros do Depositário, você é um titular de ADSs. Caso possua ADSs através do seu corretor ou instituição financeira indicada, você deve confiar nos procedimentos desse corretor ou instituição financeira para fazer valer os direitos de um titular de ADSs descritos nesta seção e, deve consultar o seu corretor ou instituição financeira para saber quais são esses procedimentos.

A capacidade dos titulares de ADS de exercer direitos de preferência não é assegurada, principalmente se a lei aplicável na jurisdição do titular (por exemplo, Securities Act nos Estados Unidos) exigir que uma declaração de registro seja efetiva ou uma isenção de

registro esteja disponível com respeito a esses direitos, como é o caso dos Estados Unidos. Não somos obrigados a estender a oferta de direitos de preferência aos titulares de ADSs, a arquivar uma declaração de registro nos Estados Unidos, e não podemos garantir que arquivaremos tal declaração de registro. Assim, você pode receber apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência pelo Depositário ou, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão prescrever. Se você não puder participar de ofertas de direitos, suas participações também poderão ser diluídas.

O Depositário será o titular das ações ordinárias correspondentes às ADSs. Como titular de ADSs, você terá direitos de titular de ADSs, que estão estabelecidos no Contrato de Depósito. O Contrato de Depósito também estabelece os direitos e obrigações do Depositário.

Dividendos e Outras Distribuições

Poderemos fazer vários tipos de distribuições relativas às nossas ações subjacentes às Units, conforme descrito abaixo. O Depositário concordou que, na medida do possível, pagará aos titulares de ADSs os dividendos ou outras distribuições que ele ou o custodiante receba em relação às suas Units, fazendo as deduções necessárias previstas no Contrato de Depósito. O Depositário pode utilizar uma de suas divisões, filiais ou subsidiárias para dirigir, administrar e/ou executar qualquer venda pública e/ou privada de ações ordinárias nos termos do Contrato de Depósito. Tal divisão, filial ou subsidiária pode cobrar do Depositário uma taxa referente a tais vendas, taxa essa que será considerada uma despesa do Depositário. Os titulares de ADSs receberão essas distribuições na proporção do número de ações contidas nas Units correspondentes a essas ADSs. Exceto conforme indicado abaixo, o Depositário entregará tais distribuições aos titulares de ADSs na proporção de seus interesses, da seguinte forma:

- ***Em dinheiro.*** Sempre que o Depositário receber qualquer dividendo ou outra distribuição em dinheiro sobre quaisquer ações subjacentes às Units, o Depositário deverá converter tal dividendo ou distribuição em dólares, transfira-os para os Estados Unidos e distribua o valor assim recebido aos titulares com direito a eles, na proporção do número de ADSs representando as ações subjacentes às Units detidas por cada um deles, respectivamente; desde que, no entanto, no caso da Companhia ou do Depositário serem obrigados a reter tal dividendo em dinheiro ou outra distribuição em dinheiro por conta de impostos e outros encargos governamentais, o valor distribuído aos titulares de ADSs será reduzido em conformidade. O Depositário apenas distribuirá os valores que possam ser entregues sem destinar a qualquer titular uma fração de um centavo e qualquer saldo que não seja por ele distribuído será detido pelo Depositário (sem responsabilidade pelos juros sobre o mesmo) e será adicionado e fará parte da soma seguinte recebida pelo Depositário para distribuição aos detentores das ADSs em circulação.

- **Ações.** Se qualquer distribuição sobre quaisquer ADSs consistir em dividendos ou distribuição gratuita de ações que resultem em distribuição adicional de Units, o Depositário pode distribuir aos titulares de direito, proporcionalmente ao número de ADSs que representem as ações subjacentes às Units detidas por cada um deles, respectivamente, um número agregado de ADSs evidenciando um número agregado de ADSs representando o volume de Units recebidas como tal dividendo ou distribuição gratuita, sujeito aos termos e condições do Contrato de Depósito com respeito ao depósito de Units e à emissão de ADSs, incluindo a retenção de qualquer imposto ou outra taxa governamental e o pagamento das taxas do Depositário, conforme previsto no Contrato de Depósito. Ao invés da entrega de recibos de ADSs fracionárias em qualquer desses casos, o Depositário deverá vender a quantidade de Units representada pelo agregado de tais frações e distribuir a receita líquida; desde que, entretanto, nenhuma distribuição aos titulares seja atrasada injustificadamente por qualquer ação do Depositário. Se o Depositário não distribuir ADSs adicionais, as ADSs em circulação também representarão as novas Units. Além disso, o Depositário pode reter qualquer distribuição de ADSs se não tiver recebido garantias satisfatórias da Companhia de que tal distribuição não requer registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários ou está isenta de registro nos termos de tal Lei; desde que, em qualquer caso, o Depositário possa vender uma parte das Units distribuídas (ou ADSs representando tais Units), sujeito às condições descritas no Contrato de Depósito.
- **Direitos de compra de Units adicionais.** Se oferecermos aos titulares dos nossos títulos quaisquer direitos de subscrição de Units adicionais ou quaisquer outros títulos ou direitos, o Depositário pode (i) exercer esses direitos em nome dos titulares de ADS's, (ii) distribuir esses direitos aos titulares de ADS's ou (iii) vender esses direitos, na medida do possível, e distribuir a receita líquida aos titulares de ADS's, em cada caso após dedução ou mediante pagamento das suas taxas e despesas. Na medida em que o Depositário não fizer nada disso, permitirá que os direitos prescrevam. Nesse caso, os titulares de ADS's não receberão qualquer valor por eles. O Depositário só exercerá ou distribuirá os direitos se nós o solicitarmos e fornecermos garantias satisfatórias ao Depositário de que é legal fazê-lo. Se o Depositário exercer direitos, comprará os títulos a que os direitos se referem e distribuirá esses títulos ou, no caso de ações, novos ADS's representativos das novas Units, aos titulares de ADS's subscritores, mas apenas se os titulares de ADS's tiverem pagado o preço de exercício ao Depositário. A legislação norte-americana sobre títulos pode restringir a capacidade do Depositário de distribuir direitos ou ADSs ou outros títulos emitidos no exercício de direitos a todos ou a certos titulares de ADSs, e os títulos distribuídos podem estar sujeitos a restrições de transferência. Para mais informações, leia o Contrato de Depósito.

- **Outras Distribuições.** Sempre que o Depositário receber qualquer distribuição, poderá fazer com que os títulos ou bens recebidos por ele sejam distribuídos aos titulares com direito a eles, na proporção do número de ADSs representando as Units depositadas detidas por cada um deles, respectivamente, de qualquer forma que o Depositário considere equitativa e praticável para a realização de tal distribuição. Se, na opinião do Depositário, tal distribuição não puder ser feita proporcionalmente entre os titulares com direito a ela, ou se, por qualquer outro motivo, o Depositário considerar tal distribuição inviável, o Depositário poderá adotar o método que julgar equânime e praticável para a efetivação de tal distribuição, incluindo, entre outros, a venda pública ou privada dos títulos ou bens assim recebidos, ou qualquer parte deles, e o produto líquido dessa venda será distribuído pelo Depositário aos titulares com direito a ela, como no caso de uma distribuição recebida em dinheiro. Nenhuma distribuição aos titulares será atrasada injustificadamente por qualquer ação do Depositário ou de qualquer um dos seus agentes. Na medida em que tais títulos ou propriedade ou o produto líquido dos mesmos não sejam distribuídos aos titulares, eles constituirão títulos depositados e cada ADS representará, a partir daí, também o seu interesse proporcional em tais títulos, propriedade ou produto líquido.

O Depositário não é responsável se decidir que é ilegal ou inviável disponibilizar uma distribuição a qualquer detentor de ADS's. Não temos obrigação de registrar ADSs, Units, ações, direitos ou outros títulos nos termos da *Securities Act*. Também não temos obrigação de tomar qualquer outra medida para permitir a distribuição de ADSs, Units, ações, direitos ou qualquer outra coisa aos titulares de ADSs. Isto significa que os titulares de ADSs não podem receber as distribuições que fazemos sobre nossas ações ou qualquer valor por elas se for ilegal ou impraticável para nós colocá-las à sua disposição.

Depósito, Saque e Cancelamento

O Depositário entregará ADSs se os investidores ou seus corretores depositarem Units ou comprovação de direitos de recebimento de Units junto ao custodiante. Após o pagamento de suas taxas e despesas e de quaisquer impostos ou encargos, tais como impostos de selo ou taxas ou impostos de transferência de ações, o Depositário registrará o número apropriado de ADSs nos nomes solicitados e entregará as ADSs para ou por ordem da pessoa ou pessoas que fizeram o depósito.

Os titulares de ADSs podem entregá-las ao Depositário para efeitos de resgate. Mediante pagamento de taxas e despesas do Depositário e de quaisquer impostos ou encargos, tais como impostos de selo ou taxas ou impostos de transferência de ações, o Depositário entregará as Units e quaisquer outros títulos depositados subjacentes aos ADSs ao seu titular ou a uma pessoa designada pelo titular no escritório do depositário. Ou, a pedido, e ciente dos riscos e encargos do titular da ADS, o Depositário entregará os títulos depositados no seu escritório, se possível. Contudo, o Depositário não é obrigado a aceitar a entrega de ADS's na medida em que exija a entrega de uma fração de uma ação ou outro título depositado. O Depositário pode cobrar uma taxa e as despesas para instruir o custodiante a respeito da entrega dos títulos depositados.

Os investidores podem entregar os seus ADSs certificados ao Depositário para efeitos de troca por ADSs não-certificados. O Depositário cancelará o recibo que evidencia esses ADSs certificados e enviará ao titular uma declaração confirmando que o titular da ADS é o mesmo dos ADSs não-certificados.

O Depositário pode restringir a retirada dos títulos depositados somente pelos motivos expostos na Instrução Geral I.A.(1) do Formulário F-6 da *Securities Act* de 1933:

- atrasos temporários causados pelo fechamento de nossos livros de transferência ou do Depositário ou pelo depósito de ações ordinárias ou preferenciais em conexão com a votação em Assembleia de Acionistas, ou pelo pagamento de dividendos;
- pagamento de taxas, impostos e encargos similares; ou
- em conformidade com quaisquer leis norte-americanas, estrangeiras ou regulamentos governamentais relacionados com os ADR ou com a retirada de títulos depositados.

Este direito de retirada não pode ser limitado por qualquer outra disposição do Contrato de Depósito.

Direito de Voto

Os titulares dos ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os titulares das nossas ações. Os titulares das ADSs têm direito aos direitos contratuais estabelecidos para seu benefício nos termos do Contrato de Depósito.

Os titulares de ações preferenciais não têm os mesmos direitos de voto que os titulares de nossas ações ordinárias de acordo com a legislação brasileira ou nosso estatuto social e, portanto, apenas 1 ação ordinária em cada Unit subjacente à ADSs tem plenos direitos de voto. Os titulares de ADSs têm direito a os direitos contratuais estabelecidos em seu benefício sob o Contrato de Depósito.

Mediante o recebimento de notificação de qualquer assembleia ou solicitação de procurações de titulares de Units ou ações subjacentes a tais Units, se solicitado por escrito pela Companhia, o Depositário deverá, assim que possível, enviar aos titulares um aviso, cuja forma da notificação ficará a critério exclusivo do Depositário, que deverá conter (a) as informações contidas na convocação da assembleia, (b) uma declaração de que os titulares no fechamento dos negócios em uma data de registro especificada terão direito, sujeito a qualquer disposição aplicável da lei brasileira e nosso estatuto social, para instruir o Depositário quanto ao exercício dos direitos de voto, se houver, relativos à quantidade de Units representadas por seus respectivos ADSs e (c) uma declaração sobre a forma em que tais instruções podem ser dadas e (iv) o último dia em que o Depositário aceitará instruções.

Mediante solicitação por escrito de um titular em tal data de registro, recebida em ou antes da data estabelecida pelo Depositário para tal fim, o Depositário se esforçará, na medida do possível e permitido pela lei brasileira e pelo estatuto, para votar ou fazer com que será votada a quantidade de Units representadas pelas ADSs de acordo com as instruções estabelecidas em tal solicitação.

Não podemos assegurar aos titulares de ADS's que receberão os materiais de votação a tempo de poderem instruir o Depositário a votar as ações subjacentes às suas Units. Além disso, o Depositário e seus agentes não são responsáveis pela não execução das instruções de votação ou pela forma de execução das instruções de votação. Isto significa que os titulares de ADSs podem não ser capazes de exercer o direito de voto e pode não haver nada que possam fazer se as ações subjacentes às suas Units não forem votadas conforme solicitado.

A fim de dar aos titulares uma oportunidade razoável de instruir o Depositário quanto ao exercício dos direitos de voto relacionados às Units, devemos fornecer ao Depositário a notificação da assembleia, detalhes sobre os assuntos a serem votados e cópias dos materiais a serem disponibilizados para titulares de Units em relação à assembleia com antecedência mínima de 45 dias da data da assembleia.

Alteração e Rescisão

Podemos concordar que o Depositário altere o contrato de depósito reformulado e atualizado e os ADRs sem o seu consentimento por qualquer razão. Se uma alteração acrescentar ou aumentar taxas ou encargos, com exceção de impostos e outros encargos ou despesas governamentais do Depositário para taxas de registro, custos de fac-símile, taxas de entrega ou itens similares, ou prejudicar um direito substancial dos titulares de ADSs, ela não se tornará efetiva para ADSs pendentes até 30 dias após o Depositário notificar os titulares de ADSs sobre a alteração. No momento em que uma alteração entra em vigor, considera-se, ao continuar a deter a sua ADS, que o titular concorda com a alteração e que está vinculado aos ADSs e ao contrato de depósito reformulado e atualizado, conforme alteração.

O Depositário deverá, a qualquer momento, sob a direção da Companhia, rescindir este Contrato de Depósito, enviando notificação de tal rescisão aos titulares de ADSs então pendentes pelo menos 30 dias antes da data fixada em tal notificação para tal rescisão.

O Depositário pode igualmente rescindir este Contrato de Depósito, enviando um aviso de rescisão à Companhia e aos titulares de ADSs então em aberto, devendo essa rescisão ser efetiva numa data especificada nesse aviso, não inferior a 90 dias após a data do mesmo, se em qualquer momento 60 dias tiverem expirado após o Depositário ter entregue à Companhia um aviso escrito da sua eleição para se demitir e um depositário sucessor não tiver sido nomeado e aceite a sua nomeação.

A qualquer momento após o vencimento de um ano a partir da data de rescisão, o Depositário pode vender as Units então detidas ao

abrigo do presente documento e, posteriormente, deter sem investimento o produto líquido de tal venda, juntamente com qualquer outro dinheiro então devido pelo mesmo, não segregado e sem responsabilidade por juros, para o benefício pro rata dos titulares de ADS que não tenham sido renunciados, tornando-se assim credores gerais do Depositário com respeito a tal produto líquido e tal outro dinheiro. Após a realização de tal venda, o Depositário será exonerado de todas as obrigações previstas neste Contrato de Depósito, exceto para contabilizar tais receitas líquidas e outros valores em dinheiro. Ao término deste Contrato de Depósito, a Companhia será exonerada de todas as obrigações sob este Contrato de Depósito, exceto por suas obrigações para com o Depositário previstas no Contrato de Depósito.

Limitações às obrigações e responsabilidades perante os detentores de ADS

Antes da emissão, cadastro, registro de transferência, cisão, fusão ou cancelamento de quaisquer ADSs, ou a entrega de qualquer distribuição a respeito deles, e de tempos em tempos, no caso da produção de provas como descrito abaixo, nós ou o Depositário ou seu custodiante podemos exigir:

- pagamento referente a (i) quaisquer impostos e outros encargos governamentais, (ii) qualquer transferência de ações ou taxas de registro em vigor relativas às Units; e (iii) quaisquer taxas e despesas aplicáveis descritas no Contrato de Depósito;
- a apresentação de comprovação adequada de (i) identidade de qualquer signatário e autenticidade de qualquer assinatura e (ii) outras informações, incluindo, sem limitação, informações sobre cidadania, residência, aprovação de controle de câmbio, propriedade benéfica ou outra, ou participação em quaisquer valores mobiliários, cumprimento da lei, regulamentos, disposições de ou regulando valores mobiliários depositados e termos do Contrato de Depósito e dos ADSs, conforme julgar necessário ou adequado; e
- conformidade com os regulamentos que o Depositário possa estabelecer de acordo com o Contrato de Depósito.

O Contrato de Depósito limita expressamente as obrigações e a responsabilidade do Depositário, de nós próprios e de cada um dos nossos agentes e dos respectivos agentes do Depositário, desde que, no entanto, nenhuma disposição do Contrato de Depósito se destine a constituir uma renúncia ou limitação de quaisquer direitos que os titulares de ADS possam ter nos termos do *Securities Act* de 1933 ou do *Exchange Act*, na medida do aplicável.

A Companhia não assume nenhuma obrigação nem estará sujeita a qualquer responsabilidade nos termos do Contrato de Depósito perante os detentores ou beneficiários, exceto que concorda em cumprir suas obrigações sem negligência ou má fé.

O Depositário não estará sujeito a qualquer responsabilidade com respeito à validade ou valor dos títulos depositados ou dos ADSs.

Nós ou o Depositário não teremos qualquer obrigação de comparecer, processar ou defender qualquer ação, processo ou outro procedimento em relação a quaisquer títulos depositados ou em relação à ADS, em nome de quaisquer titulares de Units ou ADS ou outra pessoa.

Nós ou o Depositário não seremos responsáveis por qualquer ação ou omissão por parte do mesmo com base no aconselhamento ou informação de um advogado, contabilistas, qualquer pessoa que apresente Units para depósito, qualquer proprietários de ADSs, ou qualquer outra pessoa que se considere, de boa-fé, ser competente para dar tal aconselhamento ou informação.

O Depositário não será responsável por quaisquer atos ou omissões feitas por um Depositário sucessor, quer em relação a um ato ou omissão anterior do Depositário, quer em relação a uma questão surgida totalmente após a destituição ou renúncia do Depositário, desde que, em relação à questão da qual essa potencial responsabilidade surge, o Depositário tenha cumprido as suas obrigações sem negligência ou má-fé enquanto atuava como Depositário.

Na ausência de má-fé da sua parte, o Depositário não será responsável por qualquer falha na execução de quaisquer instruções de votação de quaisquer das ações subjacentes à Units ou das ADSs ou pela forma como tal voto é emitido ou pelo efeito de tal voto.

O Depositário não tem obrigação de fazer qualquer determinação ou fornecer qualquer informação sobre a nossa ou qualquer responsabilidade por quaisquer consequências fiscais que possam incorrer aos titulares de ADSs como resultado de possuir ou deter ADSs.

O Depositário não será responsável pela impossibilidade ou incapacidade de um titular de ADS em obter o benefício de um crédito fiscal estrangeiro, taxa reduzida de retenção na fonte ou reembolso de valores retidos em relação a impostos ou qualquer outro benefício fiscal.

Nenhuma exclusão de responsabilidade nos termos da *Securities Act* de 1933 está prevista em qualquer disposição do contrato de depósito.

Adicionalmente, nenhum de nós, o Depositário ou o custodiante será responsável pela impossibilidade de qualquer detentor de ADS de obter os benefícios de créditos ou reembolsos de impostos pagos fora dos Estados Unidos contra a responsabilidade do imposto de renda desse titular de ADS.

O Depositário e seus agentes podem possuir e negociar em qualquer classe de títulos de nossa empresa e de nossas afiliadas e em ADSs.

Livros do Depositário

O Depositário ou seu agente manterá livros para o registro e transferência de ADSs, que estarão abertos para inspeção pelos titulares de ADSs no escritório do Depositário durante o horário comercial regular, desde que tal inspeção não seja para fins de comunicação com os titulares de ADSs no interesse de um negócio ou objeto que não seja o nosso ou um assunto relacionado ao contrato de depósito ou aos ADSs. Tal registro (e/ou qualquer parte dele) pode ser fechado a qualquer momento ou periodicamente, quando considerado conveniente pelo Depositário, e este também pode fechar parte do livro de emissão de tal registro, quando razoavelmente solicitado por nós, apenas para nos permitir cumprir a lei aplicável.

**QUINTO TERMO ADITIVO AO TERMO DE AJUSTE
CELEBRADO EM 4 DE AGOSTO DE 1994 ENTRE O
ESTADO DO PARANÁ E A COMPANHIA
PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL**

O **ESTADO DO PARANÁ**, pessoa jurídica de direito público interno, doravante denominado simplesmente **ESTADO**, neste ato representado por seu Governador, CARLOS ALBERTO RICHA, e assistido pelo Secretário de Estado da Fazenda, MAURO RICARDO MACHADO COSTA, pelo Secretário de Estado do Planejamento e Coordenação Geral, JURACI BARBOSA SOBRINHO e pelo Procurador-Geral do Estado, PAULO SÉRGIO ROSSO, e de outro lado a **COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL**, sociedade de economia mista, com sede em Curitiba – PR, na rua Coronel Dulcídio, 800, inscrita no CNPJ sob n.º 76.483.817-0001/20, doravante designada simplesmente **COPEL**, neste ato representada por seu Diretor Presidente, ANTONIO SÉRGIO DE SOUZA GUETTER e por seu Diretor de Finanças e de Relações com Investidores, ADRIANO RUDEK DE MOURA, resolvem aditar o Termo de Ajuste firmado entre as mesmas partes em 4 de agosto de 1994 e aditivos, o que fazem mediante as seguintes cláusulas e condições:

CLÁUSULA PRIMEIRA

Constitui objeto deste Termo Aditivo a consolidação do valor do ressarcimento pelo **ESTADO** à **COPEL** do repasse dos créditos desta junto à União Federal, representados pelos saldos remanescentes da Conta de Resultados a Compensar – CRC, objeto do Termo de Ajuste firmado entre as mesmas partes em 4 de agosto de 1994, bem como a concessão de carência.

CLÁUSULA SEGUNDA

O **ESTADO** e a **COPEL** consolidam o valor do ressarcimento em R\$ 1.391.285.154,24 (um bilhão, trezentos e noventa e um milhões, duzentos e oitenta e cinco mil, cento e cinquenta e quatro reais e vinte e quatro centavos), referente a 31.03.2016.

CLÁUSULA TERCEIRA

Fica concedido ao Estado carência no pagamento de juros e amortização no período de abril a dezembro de 2016 e, de janeiro a dezembro de 2017, somente de amortização.

Parágrafo único. Os valores a título de juros e amortização referentes ao período de abril a dezembro de 2016, bem como a título de amortização referente ao período de janeiro a dezembro de 2017, serão acrescidos ao saldo devedor nas respectivas datas de vencimento previstas no Quarto Termo Aditivo.

CLÁUSULA QUARTA

O saldo devedor, composto pelo valor referido na Cláusula Segunda acrescido dos juros e parcelas de amortização diferidas, deverá ser amortizado mensalmente no período restante do contrato, iniciando em 30 de janeiro de 2018.

CLÁUSULA QUINTA

Permanecem em vigor todas as disposições do Termo de Ajuste firmado entre as partes em 4 de agosto de 1994 e aditivos, salvo no que conflitarem com o estatuído no presente instrumento.

E, por terem assim convencionado, assinam este instrumento em duas vias de igual teor e forma, juntamente com as testemunhas abaixo.

Curitiba, de outubro de 2017.

Pelo **ESTADO DO PARANÁ**

/s/Carlos Alberto Richa

CARLOS ALBERTO RICHA
Governador do Estado

/s/Paulo Sérgio Rosso

PAULO SÉRGIO ROSSO
Procurador-Geral do Estado

/s/Mauro Ricardo Machado Costa
MAURO RICARDO MACHADO COSTA
Secretário de Estado da Fazenda

/s/Juraci Barbosa Sobrinho
JURACI BARBOSA SOBRINHO
Secretário de Estado de Planejamento e
Coordenação Geral

Pela **COPEL**

/s/Antonio Sergio de Souza Guetter
ANTONIO SÉRGIO DE SOUZA GUETTER
Diretor Presidente

/s/Adriano Rudek de Moura
ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

Testemunhas:

1.

2.

Lista de Subsidiárias

Companhia Paranaense de Energia - COPEL – Companhias subsidiárias e controladas em 31 de Dezembro de 2021.

Subsidiária	Jurisdição de Incorporação	Nomes sob os quais os negócios são conduzidos
COPEL Distribuição S.A.	Brasil	COPEL Distribuição
COPEL Serviços S.A.	Brasil	COPEL Serviços
COPEL Comercialização S.A.	Brasil	COPEL Mercado Livre
COPEL Geração e Transmissão S.A.	Brasil	COPEL Geração e Transmissão
São Bento Energia Investimentos e Participações S.A.	Brasil	São Bento Energia
GE Olho D'Água S.A.	Brasil	Olho D'Água
GE Boa Vista S.A.	Brasil	Boa Vista
GE Farol S.A.	Brasil	Farol
GE São Bento do Norte S.A.	Brasil	São Bento do Norte
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.	Brasil	Cutia Empreendimentos
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	Brasil	São Bento do Norte I
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	Brasil	São Bento do Norte II
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	Brasil	São Bento do Norte III
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	Brasil	São Miguel I
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	Brasil	São Miguel II
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	Brasil	São Miguel III
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	Brasil	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	Brasil	Guajiru
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	Brasil	Jangada
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	Brasil	Maria Helena
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	Brasil	Potiguar
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	Brasil	Esperança do Nordeste
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	Brasil	Paraíso dos Ventos do Nordeste
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Costa Oeste Transmissora
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Marumbi Transmissora
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Brasil	Bela Vista
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca I
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca II
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca III
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Eurus IV

Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Brasil	Santa Maria
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Brasil	Santa Helena
Ventos de Santo Uriel S.A.	Brasil	Ventos de Santo Uriel
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Uirapuru
F.D.A. Geração de Energia Elétrica	Brasil	Foz do Areia
Brownfield Investment Holding S.A.	Brasil	Brownfield
Ventos de Serra do Mel B S.A.	Brasil	Ventos de Serra do Mel
EOL Potiguar B141 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B61
EOL Potiguar B142 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B141
EOL Potiguar B143 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B142
Ventos de Vila Paraíba IV SPE S.A.	Brasil	Ventos de Vila Paraíba IV
EOL Potiguar B61 SPE S.A.	Brasil	Potiguar B143
Jandaíra I Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra I
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra II
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra III
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra IV

Controladas

Jurisdição de Incorporação

Nomes sob os quais os negócios são conduzidos

Companhia Paranaense de Gás – Compagas	Brasil	Compagas
Elejor - Centrais Eletricas do Rio Jordao S.A.	Brasil	Elejor
UEG Araucária Ltda.	Brasil	UEG Araucária

Coligadas

Jurisdição de Incorporação

Nomes sob os quais os negócios são conduzidos

Foz do Chopim Energética LTDA	Brasil	Foz do Chopim
Carbocampel S.A.	Brasil	Carbocampel
Dona Francisca Energética	Brasil	Dona Francisca

Controladas em conjunto

Jurisdição de Incorporação

Nomes sob os quais os negócios são conduzidos

Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Caiuá Transmissora
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Integração Maranhense
Matrinchã Transmissora de Energia (TPNORTE) S.A.	Brasil	Matrinchã Transmissora
Guaraciaba Transmissora de Energia (TPSUL) S.A.	Brasil	Guaraciaba Transmissora

Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Paranaíba Transmissora
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Brasil	Mata de Santa Genebra
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Cantareira
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	Brasil	São Miguel do Gostoso I
Paraná Gás Exploração e Produção S.A.	Brasil	Paraná Gás
Solar Paraná GD Participações S.A.	Brasil	Solar Paraná
Pharma Solar II Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar II
Pharma Solar III Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar III
Pharma Solar IV Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar IV
Bandeirantes Solar I Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar I
Bandeirantes Solar II Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar II
Bandeirantes Solar III Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar III

Consórcios

**Jurisdição de
Incorporação**

**Nomes sob os quais os negócios são
conduzidos**

UHE Governador Jayme Canet Júnior	Brasil	Mauá
UHE Baixo Iguaçu	Brasil	Baixo Iguaçu

**CERTIFICAÇÃO CONFORME AS REGRAS 13a-14(a) E 15d-14(a) DA SEÇÃO
302 DA LEI SARBANES-OXLEY**

Eu, Daniel Pimentel Slaviero, certifico que:

1. Revisei este relatório anual em Formulário 20-F da Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Companhia”);
2. Baseado em meu conhecimento, este relatório não contém qualquer afirmação inverídica de fato relevante ou deixa de mencionar fato relevante necessário para tornar as afirmações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais essas afirmações foram feitas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações contábeis e outras informações financeiras incluídas neste relatório representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia para os períodos apresentados neste relatório;
4. O outro diretor certificador da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de revelação (definidos nas normas 13a-15(e) e 15d-15(e) do “Exchange Act”) e controle interno de informações financeiras (definido nas normas 13a-15(f) e 15d-15(f) do “Exchange Act”) para a Companhia e:
 - (a) Estabelecemos tais controles e procedimentos de revelação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de revelação fossem estabelecidos sob nossa supervisão, para garantir que as informações relevantes relativas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam trazidas a nosso conhecimento por outros naquelas entidades, em particular durante o período em que este relatório é preparado;
 - (b) Estabelecemos tal controle interno de informações financeiras, ou fizemos com que esse controle interno de informações financeiras fosse estabelecido sob nossa supervisão, para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade das informações financeiras e à preparação de demonstrações contábeis para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - (c) Avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de revelação da Companhia e apresentamos neste relatório nossas conclusões quanto à eficácia dos controles e procedimentos de revelação, no fim do período coberto por este relatório com base em nossa avaliação; e
 - (d) Revelamos neste relatório todas as mudanças no controle interno de informações financeiras da Companhia que ocorreram durante o período coberto pelo relatório anual e que afetaram relevantemente, ou que poderiam razoavelmente afetar relevantemente, o controle interno de informações financeiras da Companhia; e
5. O outro diretor certificador da Companhia e eu revelamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno de informações financeiras, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do conselho de administração da Companhia (ou às pessoas que exercem as funções equivalentes):
 - (a) Todas as deficiências significativas e limitações relevantes na concepção ou operação do controle interno de informações financeiras que poderiam razoavelmente afetar adversamente a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e divulgar informações financeiras; e
 - (b) Qualquer fraude, relevante ou não, que envolva a administração ou outros empregados que tenham papel significativo no controle interno de informações financeiras da Companhia.

Data: 27 de abril de 2022.

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Cargo: Diretor Presidente

**CERTIFICAÇÃO CONFORME AS REGRAS 13a-14(a) E 15d-14(a) DA SEÇÃO
302 DA LEI SARBANES-OXLEY**

Eu, Adriano Rudek de Moura, certifico que:

1. Revisei este relatório anual em Formulário 20-F da Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Companhia”);
2. Baseado em meu conhecimento, este relatório não contém qualquer afirmação inverídica de fato relevante ou deixa de mencionar fato relevante necessário para tornar as afirmações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais essas afirmações foram feitas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações contábeis e outras informações financeiras incluídas neste relatório representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia para os períodos apresentados neste relatório;
4. O outro diretor certificador da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de revelação (definidos nas normas 13a-15(e) e 15d-15(e) do “Exchange Act”) e controle interno de informações financeiras (definido nas normas 13a-15(f) e 15d-15(f) do “Exchange Act”) para a Companhia e:
 - (a) Estabelecemos tais controles e procedimentos de revelação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de revelação fossem estabelecidos sob nossa supervisão, para garantir que as informações relevantes relativas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam trazidas a nosso conhecimento por outros naquelas entidades, em particular durante o período em que este relatório é preparado;
 - (b) Estabelecemos tal controle interno de informações financeiras, ou fizemos com que esse controle interno de informações financeiras fosse estabelecido sob nossa supervisão, para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade das informações financeiras e à preparação de demonstrações contábeis para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - (c) Avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de revelação da Companhia e apresentamos neste relatório nossas conclusões quanto à eficácia dos controles e procedimentos de revelação, no fim do período coberto por este relatório com base em nossa avaliação; e
 - (d) Revelamos neste relatório todas as mudanças no controle interno de informações financeiras da Companhia que ocorreram durante o período coberto pelo relatório anual e que afetaram relevantemente, ou que poderiam razoavelmente afetar relevantemente, o controle interno de informações financeiras da Companhia; e
5. O outro diretor certificador da Companhia e eu revelamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno de informações financeiras, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do conselho de administração da Companhia (ou às pessoas que exercem as funções equivalentes):
 - (a) Todas as deficiências significativas e limitações relevantes na concepção ou operação do controle interno de informações financeiras que poderiam razoavelmente afetar adversamente a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e divulgar informações financeiras; e
 - (b) Qualquer fraude, relevante ou não, que envolva a administração ou outros empregados que tenham papel significativo no controle interno de informações financeiras da Companhia.

Data: 27 de abril de 2022.

Por: /s/ Adriano Rudek de Moura

Nome: Adriano Rudek de Moura

Cargo: Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

CERTIFICAÇÃO
CONFORME A SEÇÃO 906 DA LEI “SARBANES-OXLEY” DE 2002
(SUBSEÇÕES (A) E (B) DA SEÇÃO 1350, CAPÍTULO 63 DO TÍTULO 18 DO “UNITED STATES CODE”)

Conforme a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 (Subseções (a) e (b) da Seção 1350, Capítulo 63 do Título 18 do “United States Code”), o diretor signatário da Companhia Paranaense de Energia – COPEL (“Companhia”) certifica por meio desta, de acordo com seu conhecimento, que:

O relatório anual em Formulário 20-F da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 está em plena consonância com as exigências da Seção 13(a) ou 15 (d) do “Securities Exchange Act” de 1934 e que as informações contidas no Formulário 20-F representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

Data: 27 de abril de 2022.

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Cargo: Diretor Presidente

CERTIFICAÇÃO
CONFORME A SEÇÃO 906 DA LEI “SARBANES-OXLEY” DE 2002
(SUBSEÇÕES (A) E (B) DA SEÇÃO 1350, CAPÍTULO 63 DO TÍTULO 18 DO “UNITED STATES CODE”)

Conforme a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 (Subseções (a) e (b) da Seção 1350, Capítulo 63 do Título 18 do “United States Code”), o diretor signatário da Companhia Paranaense de Energia – COPEL (“Companhia”) certifica por meio desta, de acordo com seu conhecimento, que:

O relatório anual em Formulário 20-F da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2021 está em plena consonância com as exigências da Seção 13(a) ou 15 (d) do “Securities Exchange Act” de 1934 e que as informações contidas no Formulário 20-F representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

Data: 27 de abril de 2022.

Por: /s/ Adriano Rudek de Moura

Nome: Adriano Rudek de Moura

Cargo: Diretor de Finanças e de Relações com Investidores