

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INTERMEDIÁRIAS

em 30 de setembro de 2022

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), 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 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.

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). Até 30.09.2022 não ocorreram alterações, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2021. Em 06.10.2022, a Copel GeT celebrou contrato para a aquisição dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura, conforme NE nº 40.3,

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) (a)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	Curitiba/PR	Comercialização de energia	100,0	Copel
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	70,0	Copel
UEG Araucária S.A. (UEGA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,3	Copel
			60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Brownfield Investment Holding Ltda. (Brownfield)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Ventos de Serra do Mel B.S.A. (Serra do Mel)	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.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Eol Potiguar B61 SPE S.A. (b)	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.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B142 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Potiguar B143 SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel
Eol Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	Serra do Mel/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Serra do Mel

(a) Em 19.05.2022 foi concedido pela CVM o registro da Copel DIS como companhia de capital aberto na categoria "B".

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

Complexo Eólico Vilas

Conforme NE nº 1.2 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2021 da Copel GeT, em 30.11.2021 a Companhia concluiu a aquisição de 100% do Complexo Eólico Vilas e mensurou, preliminarmente, o valor justo dos ativos identificados adquiridos e os passivos assumidos na data da aquisição.

Em 30.09.2022, os valores provisórios da combinação de negócios foram revisados. O quadro a seguir apresenta o valor justo dos ativos líquidos adquiridos atualizado após os ajustes finais da combinação de negócios:

	Valor contábil ajustado (a)	Ajuste ao valor justo	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	901.059	301.102	1.202.161
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	301.102	311.377
Direito de uso de ativos	22.151	-	22.151
Passivos assumidos	605.893	102.375	708.268
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	102.375	105.566
Empréstimos e financiamentos	539.671	-	539.671
Passivo de arrendamento	22.379	-	22.379
Outras contas a pagar	26.401	-	26.401
Ativos líquidos adquiridos	295.166	198.727	493.893

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

O quadro a seguir apresenta a variação dos valores em relação aos registros preliminares efetuados em 30.11.2021 e os valores finais atualizados em 30.09.2022:

	Valores preliminares	Ajuste	Valores finais
Valor da contraprestação	597.684	(1.416)	596.268
(-) Valor justo dos ativos líquidos adquiridos	503.463	(9.570)	493.893
Ágio técnico	94.221	8.154	102.375

A revisão dos valores provisórios da combinação de negócios teve reflexo na mensuração da mais valia e do ágio técnico, sem impacto no resultado da Copel GeT. Do total pago pela operação, a Copel GeT desembolsou R\$ 578.236 em novembro de 2021 e o saldo remanescente, de R\$ 18.031, durante o exercício de 2022.

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
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	Jundiaí/SP	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

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

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 16.3)	Copel GeT	51,0
	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (NE nº 16.3)	Copel GeT	30,0
	Geração Céu Azul S.A. (controlada da Neoenergia S.A.)	70,0
Consórcio Copel Energia a Gás Natural (a)	Copel	49,0
	Shell Brasil Petróleo Ltda.	51,0

a) Consórcio Copel Energia a Gás Natural

Constituído em julho de 2020 com a finalidade de desenvolver estudos de viabilidade técnica, econômico-financeira e socioambiental de projetos de geração termelétrica a gás natural. O objeto previsto para o consórcio se encontra em desenvolvimento.

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
	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão	70	11.06.2040
Elejor	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 Volitalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.

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

2.1.1 Compagas

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

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão que ocorria em 20.01.2019. Houve um entendimento entre os acionistas de que a lei poderia ser questionada e a Compagas entrou com ação judicial, pela inconstitucionalidade da Lei. Foi deferida tutela provisória à Compagas reconhecendo a validade da cláusula de vencimento prevista em contrato. Em 1º.12.2020, foi emitida a Lei Complementar nº 227 que revogou o artigo 15 da Lei Complementar nº 205/17, mantendo o vencimento da atual 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.. A Compagas, em conjunto com suas acionistas, está acompanhando a evolução do tema e efetuando as análises internas necessárias para subsidiar futuras deliberações.

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 34.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 34.2.6)	100	24.07.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	25.09.2032	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	20.03.2033	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana	100	21.07.2028	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	03.01.2053	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (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 (NE nº 16.5.1)	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 34.2.6)	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	21.12.2024
Jandaíra I Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (NE nº 16.5.2)	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055
EOL Potiguar B 141 SPE S.A.	Portaria nº 02/2019 - EOL Vila Maranhão I	100	11.01.2054
EOL Potiguar B 142 SPE S.A.	Portaria nº 12/2019 - EOL Vila Maranhão II	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 143 SPE S.A.	Portaria nº 13/2019 - EOL Vila Maranhão III	100	14.01.2054
EOL Potiguar B 61 SPE S.A.	Portaria nº 453/2019 - EOL Ventos de Vila Mato Grosso I	100	06.12.2054
Ventos de Vila Paraiba IV SPE S.A.	Portaria nº 10/2019 - EOL Vila Ceará I	100	14.01.2054

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	(a)
Contrato nº 006/2008	- LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023
Contrato nº 027/2009	- LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010	- LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 015/2010	- SE Cerquilha III 230/138 kV	100	06.10.2040	2026
Contrato nº 022/2012	- LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023
Contrato nº 002/2013	- LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023
Contrato nº 005/2014	- LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
Contrato nº 021/2014	- LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 022/2014	- LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 006/2016	- LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau	100	07.04.2046	2026
	- LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza			
	- LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba			
	- SE Medianeira 230/138 kV			
	- SE Curitiba Centro 230/138 kV			
	- SE Andará Leste 230/138 kV			
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	2027
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	2027
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012: LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2027
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012: LT 500 Kv Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042	2027
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	2027
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012: LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II SE Marimbondo II 500 kV	49	10.05.2042	2027
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013: LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	02.05.2043	2023
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014: LT 500 kV Itatiba - Bateias LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV SE Itatiba 500 kV SE Fernão Dias 500/440 kV	50,1	14.05.2044	2024
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035	(a)

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

3 Base de Preparação

Estas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foram preparadas de acordo com o pronunciamento técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e com o IAS 34 - *Interim Financial Reporting*, emitido pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

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

A emissão destas demonstrações financeiras intermediárias individuais e consolidadas foi aprovada pelo Conselho de Administração em 10.11.2022.

3.1 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras intermediárias 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.

3.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras intermediárias 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.

3.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

As informações sobre o uso de estimativas e julgamentos referentes à aplicação das políticas contábeis adotadas que apresentam efeitos sobre os valores reconhecidos nestas demonstrações financeiras intermediárias são as mesmas divulgadas na NE nº 3.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2021.

3.4 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

As políticas contábeis da Companhia são consistentes com aquelas apresentadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2021.

4.1 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2022

A partir de 1º.01.2022 estão vigentes as alterações a seguir, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis da Companhia:

- (i) CPC 25 / IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso;
- (ii) CPC 27 / IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido;
- (iii) CPC 15 / IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual;
- (iv) Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRSs 2018 - 2020: compreendem modificações no CPC 37 / IFRS 1, CPC 48 / IFRS 9, IFRS 16/ CPC 06 e CPC 29 / IAS 41.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Caixa e bancos conta movimento	4	163	228.565	231.372
Aplicações financeiras de liquidez imediata	122.765	625.889	4.100.765	3.241.473
	122.769	626.052	4.329.330	3.472.845

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 líquidos auferidos até a data de encerramento do período e com risco insignificante de mudança de valor.

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a Operações Compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 77,0% e 101,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 6 a 57 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	91	91	345.149	284.852
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	96% a 101% do CDI	-	-	75.531	61.635
Letras do Tesouro Nacional - LTN	10,92% a.a.	-	-	-	14.571
		91	91	420.680	361.058
	Circulante	91	91	91	16.121
	Não circulante	-	-	420.589	344.937

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 30.09.2022	Saldo 31.12.2021
Consumidores					
Residencial	309.920	184.726	35.745	530.391	858.070
Industrial	131.902	16.527	42.825	191.254	329.910
Comercial	183.693	40.717	26.484	250.894	442.902
Rural	79.078	18.489	4.376	101.943	151.459
Poder público	34.109	1.551	351	36.011	58.532
Iluminação pública	27.714	-	-	27.714	55.943
Serviço público	39.214	981	523	40.718	62.350
Fornecimento não faturado - cativos	617.307	-	-	617.307	948.418
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	335.565	41.022	29.853	406.440	343.667
Subsídio baixa renda - Eletrobras	24.424	-	-	24.424	17.712
Consumidores livres	212.435	2.503	2.442	217.380	174.495
Outros créditos	83.869	29.878	29.963	143.710	157.526
Bônus por redução voluntária de consumo (7.4)	(2.940)	-	-	(2.940)	(134.890)
	2.076.290	336.394	172.562	2.585.246	3.466.094
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	238.998	894	259	240.151	210.632
Contratos regulados	198.330	7	5.317	203.654	223.237
CCEE (7.2)	88.042	-	119.665	207.707	467.529
Suprimento de energia elétrica	525.370	901	125.241	651.512	901.398
Encargos de uso da rede elétrica	413.915	6.365	13.283	433.563	362.070
Distribuição de gás	135.152	3.047	10.831	149.030	90.465
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(14.318)	(22.646)	(243.037)	(280.001)	(304.601)
	3.136.409	324.061	78.880	3.539.350	4.515.426
	Circulante			3.437.247	4.433.193
	Não circulante			102.103	82.233

7.1 Parcelamento de débitos - cativos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 30.09.2022, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto de 1,10% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

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

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

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

7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 30.09.2022
Consumidores				
Residencial	50.268	89.999	(80.355)	59.912
Industrial	42.431	(8.760)	7.333	41.004
Comercial	58.294	22.859	(46.475)	34.678
Rural	2.960	4.268	(2.807)	4.421
Poder público	381	373	(56)	698
Iluminação pública	11	6	-	17
Serviço público	(27)	2.156	(122)	2.007
Não faturado - cativos	2.474	(392)	-	2.082
Ajuste a valor presente	(1.504)	(389)	-	(1.893)
	155.288	110.120	(122.482)	142.926
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras				
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	19.763	(7.790)	(4.318)	7.655
	139.428	(7.790)	(4.318)	127.320
Distribuição de gás	9.885	408	(538)	9.755
	304.601	102.738	(127.338)	280.001

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. Os consumidores que atingiram a meta de redução receberam 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 limitado a 20% da energia economizada.

O programa vem sendo custeado pelos Encargos de Serviço do Sistema - ESS. O bônus creditado nas faturas dos consumidores elegíveis de janeiro, fevereiro e março de 2022 está sendo reembolsado às distribuidoras pela CCEE. Tendo em vista que o valor do bônus deixou de ser um contas a receber dos consumidores e passou a ser um crédito junto à CCEE, o montante inicialmente registrado na rubrica de Clientes foi reclassificado para a rubrica de Outros Créditos (NE nº 11).

8 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais compreendem as diferenças apuradas entre os saldos considerados na cobertura tarifária para cobrir os custos de energia, encargos e outros componentes financeiros, e os custos reais incorridos, resultando em um saldo a receber pela distribuidora ou a ressarcir para os consumidores. O saldo atual é constituído por valores homologados pela Aneel no reajuste tarifário 2022 e por valores que serão homologados nos próximos eventos tarifários.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Balanco Patrimonial	Saldo em 30.09.2022
		Constituição	Amortização	Atualização		Constituição	
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	1.286.966	270.009	(629.706)	78.318	-	-	1.005.587
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	(475.842)	(436.208)	284.155	(28.315)	41.116	-	(615.094)
Transporte de energia pela rede básica	180.521	80.833	(154.680)	8.375	-	-	115.049
Transporte de energia comprada de Itaipu	14.018	(651)	(13.939)	485	-	-	(87)
ESS	531.280	359.658	(180.110)	30.596	(443.689)	-	297.735
CDE	(18.786)	389.551	(123.068)	16.854	-	-	264.551
Proinfa	10.501	75.079	(32.858)	4.495	-	-	57.217
Outros componentes financeiros							
Devolução Pis e Cofins (b)	(337.350)	-	766.602	-	-	(1.593.100)	(1.163.848)
Neutralidade	81.177	76.988	(58.509)	2.905	-	-	102.561
Compensação acordos bilaterais CCEAR	(184)	(239)	288	(148)	-	-	(283)
Risco hidrológico	(604.152)	(374.975)	409.878	(21.814)	-	-	(591.063)
Devoluções tarifárias	(198.997)	(41.161)	79.272	(8.262)	-	-	(169.148)
Sobrecontratação	(78.596)	364.171	5.294	4.000	(63.605)	-	231.264
Bônus Itaipu	(26.451)	46.915	(3.237)	(4.542)	-	(4.713)	7.972
Conta escassez hídrica (a)	-	-	39.915	(2.293)	-	(145.844)	(108.222)
CDE Eletrobras (b)	-	85.699	-	(6.476)	-	(335.511)	(256.288)
Outros	110.196	88.543	(41.216)	14.127	-	(1.701)	169.949
	474.301	984.212	348.081	88.305	(466.178)	(2.080.869)	(652.148)
Ativo circulante	383.740						13.828
Ativo não circulante	383.740						41.485
Passivo circulante	(139.770)						(659.649)
Passivo não circulante	(153.409)						(47.812)

a) Conta escassez hídrica

O Decreto nº 10.939/2022 dispôs sobre medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica, autorizando-se a contratação de operação financeira para cobrir os custos decorrentes deste cenário e dos diferimentos aplicados nos processos tarifários anteriores. Em 15.03.2022, a Aneel aprovou a Resolução Normativa nº 1.008, que apresenta os critérios e os procedimentos para gestão da Conta escassez hídrica e em 03.05.2022, o Despacho Aneel nº 1.177 fixou os valores dos recursos a serem repassados às distribuidoras. Em 09.05.2022 a Copel DIS recebeu o montante de R\$ 145.844, reconhecendo um componente financeiro negativo em igual valor, atualizado pela taxa Selic desde a data do crédito, conforme previsto na Resolução Normativa Aneel nº 1.008/2022. A Aneel homologará quotas específicas da CDE, denominadas CDE Escassez Hídrica, a serem recolhidas a partir de 2023, a partir dos processos tarifários.

b) Reajuste tarifário anual

No processo de reajuste tarifário anual da Copel DIS, conforme Resolução Homologatória nº 3.049/2022 (NE nº 30.4), foram considerados R\$ 1.593.100 decorrentes de ação judicial movida pela Companhia referente à exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/Cofins (NE nº 12.2.1).

Ainda, tendo em vista a desestatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, foi determinado que 50% do valor adicionado proveniente da bonificação pela outorga dos contratos de concessão renovados das hidrelétricas da Eletrobrás, fossem repassados à modicidade tarifária. Em junho de 2022, no processo de reajuste tarifário da Copel DIS, foram repassados R\$ 318.060 em benefício do consumidor, recurso que foi recebido pela Copel DIS em 29.07.2022.

9 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (9.1)	1.348.274	1.200.708
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (9.2)	255.416	233.026
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (9.3)	759.321	730.851
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (9.4)	68.308	102.220
	2.431.319	2.266.805
	Circulante	9.090
	Não circulante	2.422.229

9.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2022	1.200.708
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	103.896
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.297)
Reconhecimento do valor justo	45.045
Baixas	(78)
Em 30.09.2022	1.348.274

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.

9.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2022	233.026
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	8.960
Transferência de ativo intangível (NE nº 17.3)	768
Reconhecimento do valor justo	12.831
Baixas	(169)
Em 30.09.2022	255.416

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

Em 1º.01.2022	730.851
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(60.687)
Juros efetivos (NE nº 30.1)	89.157
Em 30.09.2022	759.321

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.

9.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2022	102.220
Remuneração	1.934
Ajuste ao valor justo	(35.846)
Em 30.09.2022	68.308

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 e subsequentemente mensurados pela melhor estimativa de valor justo.

Em 17.12.2015 a Copel GeT manifestou à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável, com a comprovação da realização dos respectivos investimentos, e em 22.07.2022 protocolou o relatório de avaliação atualizado do valor indenizável.

10 Ativos de contrato

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	2.271.156	1.798.195
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	27.694	29.815
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	5.278.388	5.060.038
	7.577.238	6.888.048
	Circulante	204.971
	Não circulante	7.372.267
		148.488
		6.739.560

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2022	1.851.866	(53.671)	1.798.195
Adições	1.538.653	-	1.538.653
Participação financeira do consumidor	-	(176.629)	(176.629)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	2.054	-	2.054
Transferências para o intangível (NE nº 17.1)	(916.469)	135.219	(781.250)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.1)	(123.622)	19.726	(103.896)
Baixas	(5.971)	-	(5.971)
Em 30.09.2022	2.346.511	(75.355)	2.271.156

Saldo composto pelas obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição, mensurados ao custo histórico, líquidos das obrigações especiais. À medida que essas obras são concluídas, os valores são transferidos para Contas a Receber Vinculados à Concessão e Intangível, conforme a forma da remuneração.

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2022	29.815
Aquisições	9.072
Transferências para o intangível (NE nº 17.3)	(2.233)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.2)	(8.960)
Em 30.09.2022	27.694

10.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total
Em 1º.01.2022	3.632.386	1.427.652	5.060.038
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	541	-	541
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(289.059)	(153.836)	(442.895)
Transferências para o imobilizado	(484)	-	(484)
Transferência de litígios	(1.351)	-	(1.351)
Remuneração	381.134	152.412	533.546
Receita de construção	79.852	-	79.852
Margem de construção	1.301	-	1.301
Ganho por eficiência (10.3.1)	47.840	-	47.840
Em 30.09.2022	3.852.160	1.426.228	5.278.388

10.3.1 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. Em 21.06.2022, a Aneel homologou a 2ª revisão tarifária dos contratos de Costa Oeste e Marumbi, apurando um ganho de R\$ 30.654.

10.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	30.09.2022		31.12.2021	
	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)	9,58% a.a.	9,45% a.a.	9,56% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	513.997	242.836	456.499	192.288

(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.

11 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	-	-	735.304	855.775
Serviços em curso (a)	-	7.658	363.552	319.179
Repasse CDE (11.2)	-	-	89.821	68.999
Créditos nas operações de aquisição de gás (11.1)	-	-	51.614	73.229
Ressarcimento de valores de consumo de carvão pela CDE	-	-	61.430	33.107
Alienações e desativações em curso	7	-	34.469	42.509
Adiantamento a empregados	742	645	30.243	20.141
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	12.949	15.528
Bônus por redução voluntária de consumo (NE nº 7.4)	-	-	2.917	134.892
Valor justos dos derivativos - contrato a termo	-	-	-	2.907
Outros créditos	743	505	90.133	100.156
	1.492	8.808	1.472.432	1.666.422
Circulante	1.473	1.150	802.556	749.816
Não circulante	19	7.658	669.876	916.606

(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.

11.1 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 no prazo de até 1 ano após o vencimento do contrato. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, a Compagas estima compensar integralmente os volumes contratados até 2023. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de cessão deste ativo. 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 31.4.

11.2 Repasse CDE

Valores da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor do repasse aprovado no reajuste tarifário da Copel DIS para o período de junho de 2022 a maio de 2023, de acordo com Resolução Homologatória Aneel nº 3.049/2022, foi de R\$ 47.684 mensais (R\$ 47.661 entre junho de 2021 e maio de 2022). Mensalmente vem sendo constituída uma estimativa de diferenças a serem compensadas no próximo reajuste tarifário, em junho de 2023, que totaliza R\$ 9.566 em 30.09.2022, referente aos meses de junho a setembro de 2022.

12 Tributos

12.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 30.09.2022
Ativo não circulante				
Provisões para litígios	119.434	801	-	120.235
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	-	49.443
Benefícios pós-emprego	4.808	386	6.436	11.630
Amortização do direito de concessão	4.851	286	-	5.137
Programa de desligamentos voluntários	5.140	(4.358)	-	782
Outros	8.536	(190)	-	8.346
	192.212	(3.075)	6.436	195.573
(-) Passivo não circulante				
Atualização de depósitos judiciais	22.989	2.092	-	25.081
Instrumentos financeiros	2.943	2.351	-	5.294
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	796	(796)	-	-
	26.728	3.647	-	30.375
Líquido	165.484	(6.722)	6.436	165.198

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Reconhecido no resultado	Outros (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 30.09.2022
Ativo não circulante					
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	624.230	-	-	624.230
Provisões para litígios	504.461	(11.989)	-	-	492.472
Benefícios pós-emprego	429.260	16.895	-	10.700	456.855
Impairment	302.397	(3.451)	-	-	298.946
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	123.010	38.066	-	-	161.076
Provisão para P&D e PEE	138.849	(9.446)	-	-	129.403
Perdas de créditos esperadas	98.712	(7.026)	-	-	91.686
INSS - liminar sobre depósito judicial	74.743	5.678	-	-	80.421
Amortização do direito de concessão	52.429	3.915	-	-	56.344
Provisões por desempenho e participação nos lucros	114.593	(92.767)	-	-	21.826
Contratos de concessão	19.769	(802)	-	-	18.967
Programa de desligamentos voluntários	24.308	(21.359)	-	-	2.949
Outros	158.086	4.251	-	-	162.337
	2.040.617	546.195	-	10.700	2.597.512
(-) Passivo não circulante					
Contratos de concessão	1.803.098	62.858	8.154	-	1.874.110
Custo atribuído ao imobilizado	326.497	(14.611)	-	-	311.886
Depreciação acelerada	102.324	19.777	-	-	122.101
Instrumentos financeiros derivativos	105.504	(1.407)	-	-	104.097
Atualização de depósitos judiciais	65.119	7.731	-	-	72.850
Custo de transação - empréstimos e debêntures	28.036	4.609	-	-	32.645
Outros	11.608	6.018	-	-	17.626
	2.442.186	84.975	8.154	-	2.535.315
Líquido	(401.569)	461.220	(8.154)	10.700	62.197
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	963.259				1.536.023
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(1.364.828)				(1.473.826)

(a) Efeitos da combinação de negócios (NE nº 1.1.1).

12.1.1 Projeção de realização de imposto de renda e contribuição social diferidos:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2022	4.523	(251)	167.491	(50.918)
2023	8.846	(1.003)	200.050	(287.333)
2024	8.488	(1.003)	415.131	(287.954)
2025	8.487	(1.003)	465.137	(211.644)
2026	8.488	(1.003)	110.175	(178.647)
2027 a 2029	24.943	(3.010)	249.716	(455.178)
2030 a 2032	131.798	(23.102)	989.812	(1.063.641)
	195.573	(30.375)	2.597.512	(2.535.315)

12.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 30.09.2022, a Companhia não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 121.990 (R\$ 68.826 em 31.12.2021) por não haver razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

12.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	122.349	111.101
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	-	-	1.214.688	1.396.645
Outros tributos a compensar	-	-	855	1.118
	-	-	1.337.892	1.508.864
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	171.684	141.951
PIS/Pasep e Cofins a compensar (a)	39.497	38.659	2.510.077	2.967.756
Outros tributos a compensar	-	-	34.438	33.839
	39.497	38.659	2.716.199	3.143.546
Passivo circulante				
ICMS a recolher (12.2.3)	-	-	123.058	290.627
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	10.212	-
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	34.726	10.895	42.340
IRRF sobre JSCP	-	-	-	33.592
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	55.713	52.168
Outros tributos	295	230	13.309	22.206
	295	34.956	213.187	440.933
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	3.610	3.260	236.831	220.108
Parcelamento ICMS (12.2.4)	-	-	39.611	-
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	352.848	369.526
Outros tributos	-	-	6.187	5.176
	3.610	3.260	635.477	594.810

(a) No saldo estão contidos valores referente a crédito de Pis e Cofins sobre ICMS (NE nºs 12.2.1 e 12.2.2)

12.2.1 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, em 16.06.2020, transitou em julgado acórdão no qual a 2ª Turma do Tribunal Regional Federal da 4ª Região reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e da 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 a partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

A partir desta decisão favorável, a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo, que vem sendo recuperado através da compensação com tributos a recolher desde junho de 2021, a partir da habilitação do crédito originário da Cofins junto à Receita Federal. O crédito do PIS foi habilitado pela Receita Federal em 25.08.2022 e encontra-se apto para utilização através de compensação.

Em 13.05.2021, o Supremo Tribunal Federal concluiu o julgamento dos embargos de declaração opostos pela União Federal no Recurso Extraordinário 574.706/PR, dando parcial provimento nos seguintes termos: (i) no ponto relativo ao ICMS excluído da base de cálculo do PIS e da 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 Copel DIS, mantendo o tratamento e valores registrados.

O quadro a seguir demonstra a movimentação do ativo até 30.09.2022:

Em 1º.01.2022		4.355.265
Atualização monetária		220.949
Compensação com tributos a recolher		(890.141)
Em 30.09.2022		3.686.073
	Circulante	1.260.769
	Não circulante	2.425.304

O saldo do ativo continuará sendo compensado com futuros débitos de tributos federais.

a) Passivo a restituir para consumidores

A Companhia, com o auxílio de seus assessores legais, registrou passivo a restituir para os consumidores referente à recuperação de crédito tributário dos últimos 10 anos, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu a Consulta Pública nº 05/2021 voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores propondo 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) sejam abatidos na fatura de energia elétrica, por meio de rateio pelo conjunto de consumidores.

Adicionalmente, o Despacho Aneel nº 361/2021 estabeleceu que diante de situações excepcionais, nas quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderá ser utilizada parte dos créditos do PIS e da Cofins antecipadamente à conclusão da consulta pública, limitada a 20% do total envolvido nas ações judiciais impetradas pelas distribuidoras.

No reajuste tarifário de 24.06.2022, o total de R\$ 1.593.100 foi considerado como item financeiro, de modo que este saldo foi transferido para a conta de passivos financeiros setoriais, conforme quadro a seguir:

Em 1º.01.2022	3.326.795
Atualização monetária	200.900
(-) Transferência para passivos financeiros setoriais (NE nº 8)	(1.593.100)
Em 30.09.2022	1.934.595

O saldo do passivo será restituído ao consumidor à medida que os créditos tributários no ativo sejam compensados.

b) Provisão para destinação de crédito de PIS e Cofins

Em 27.06.2022, foi promulgada a Lei Federal nº 14.385 que disciplina a destinação de valores de tributos que eram de recolhimento obrigatório a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, em razão da cobrança do PIS e da Cofins sobre o ICMS, reconhecida pelo poder judiciário como indevida.

Conforme detalhado anteriormente nesta nota, a Copel DIS teve reconhecido o direito de excluir o valor

integral do ICMS da base de cálculo do PIS e da Cofins e já efetuou o repasse aos consumidores de parte destes valores, por meio de reduções nos reajustes tarifários homologados pela Aneel.

Neste contexto, apesar da ausência de regulamentação desta Lei, baseada na revisão de avaliação do risco realizada pela Administração e suportada nas opiniões de assessores legais, a Copel DIS decidiu reconhecer provisão adicional, sem efeito caixa imediato, referente ao período compreendido entre o 11º e o 16º ano da data do trânsito em julgado da ação.

A Administração da Copel DIS entende que a restituição aos consumidores está limitada aos valores de crédito tributário dos últimos 10 anos a contar da data do trânsito em julgado da ação e, portanto, está avaliando as medidas cabíveis, inclusive judiciais, considerando a proteção conferida à coisa julgada, bem como os prazos de prescrição e decadência aplicáveis.

O quadro a seguir demonstra a movimentação da provisão até 30.09.2022:

Em 1º.01.2022	-
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	810.563
Atualização monetária	1.011.370
Em 30.06.2022	1.821.933
Atualização monetária	14.038
Em 30.09.2022	1.835.971

Eventual destinação desta provisão ocorrerá somente após os créditos tributários do ativo serem compensados.

12.2.2 Crédito de PIS e Cofins sobre ICMS - Compagas

Saldo 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 30.09.2022, é de R\$ 49.699 (R\$ 75.192 em 31.12.2021).

12.2.3 ICMS sobre operações de energia elétrica

Em 23.06.2022 foi publicada a Lei Complementar nº 194/2022 que vedou a fixação de alíquotas de ICMS sobre operações de energia elétrica em patamar superior ao das operações em geral, considerada a essencialidade dos bens e serviços relacionados. Ainda, estabeleceu que o ICMS não incide sobre os serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais vinculados às operações com energia elétrica. Em atendimento a lei, e após pronunciamentos dos fiscos estaduais, a Companhia implantou as mudanças necessárias para o devido atendimento à legislação.

12.2.4 Programa de parcelamento incentivado de créditos tributários de ICMS do Paraná

Em 27.09.2022 a Companhia aderiu ao parcelamento de créditos tributários de ICMS, instituído pelo Estado do Paraná através da Lei Estadual nº 20.946/2021, regulamentado pelo Decreto Estadual nº 10.766/2022, no qual inscreveu débitos que totalizavam R\$ 92.249 em seu relatório de situação fiscal, atualizados até setembro de 2022 com os encargos de multa, juros e atualização monetária. Com a adesão, a Companhia obteve o benefício de R\$ 41.696 referente a redução nos encargos, restando um saldo consolidado da dívida de R\$ 50.553, que serão pagos em 60 parcelas mensais consecutivas atualizadas pela taxa Selic.

12.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora			
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Lucro antes do IRPJ e CSLL	531.442	3.288.253	392.573	1.630.929
(-) Equivalência patrimonial	(419.988)	(3.169.560)	(296.515)	(1.649.746)
	111.454	118.693	96.058	(18.817)
IRPJ e CSLL (34%)	(37.894)	(40.356)	(32.659)	6.397
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre o capital próprio	-	127.101	-	81.476
Dividendos	205	435	57	188
Despesas indedutíveis	(3.111)	(3.320)	2.890	(2.778)
Incentivos fiscais	71	7.434	47	7.366
Outros	17	12	4	6
IRPJ e CSLL correntes	(33.990)	74.364	(30.012)	85.351
IRPJ e CSLL diferidos	(6.722)	16.942	351	7.304
Alíquota efetiva - %	36,5%	-76,9%	30,9%	492,4%

	Consolidado			
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Lucro antes do IRPJ e CSLL	654.667	4.691.676	588.303	2.395.619
(-) Equivalência patrimonial	(330.115)	(278.967)	(8.909)	(126.161)
	324.552	4.412.709	579.394	2.269.458
IRPJ e CSLL (34%)	(110.348)	(1.500.321)	(196.994)	(771.616)
Efeitos fiscais sobre:				
Juros sobre o capital próprio	4.331	127.101	1.525	81.476
Dividendos	205	435	57	187
Despesas indedutíveis	(15.318)	(4.881)	(9.340)	3.367
Incentivos fiscais	10.501	27.362	4.689	20.558
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	(52.951)	(21.453)	(22.214)	(102.286)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	107.556	-	107.556
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	31.426	36.386	8.028	9.882
Outros	3.298	(987)	4.337	1.895
IRPJ e CSLL correntes	(590.076)	(450.474)	(201.805)	(98.858)
IRPJ e CSLL diferidos	461.220	(778.328)	(8.107)	(550.123)
Alíquota efetiva - %	39,7%	27,8%	36,2%	28,6%

13 Despesas Antecipadas

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfra	35.730	35.837
Prêmios de seguros	19.932	17.692
Outros	29	147
	55.691	53.676
Circulante	55.664	53.649
Não circulante	27	27

14 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Fiscais (14.1)	133.594	127.797	436.675	405.739
Trabalhistas	517	495	139.755	106.376
Cíveis				
Cíveis	-	-	40.688	53.438
Servidões de passagem	-	-	14.328	18.407
Consumidores	-	-	5.026	3.867
	-	-	60.042	75.712
Outros	3.280	3.227	3.327	3.304
	137.391	131.519	639.799	591.131

14.1 Depósitos judiciais fiscais

Do saldo apresentado no Consolidado, o montante de R\$ 235.252 em 30.09.2022 (R\$ 218.143 em 31.12.2021) 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 (NE nº 12.2).

15 Investimentos

15.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 30.09.2022
Controladas							
Copel GeT	12.662.224	1.132.857	(2.694)	-	-	(857.729)	12.934.658
Copel DIS	7.558.556	(554.041)	(5.371)	-	-	(454.260)	6.544.884
Copel SER	-	(21.783)	31.409	-	-	-	9.626
Copel Energia	389.863	58.503	(212)	-	-	(17.833)	430.321
UEG Araucária (15.2)	109.737	(17.970)	-	-	-	-	91.767
Compagás (15.2)	259.031	58.016	-	-	-	(13.255)	303.792
Elejor (15.2)	-	-	-	-	-	-	-
Elejor - direito de concessão	10.744	-	-	-	(566)	-	10.178
	20.990.155	655.582	23.132	-	(566)	(1.343.077)	20.325.226
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltalia São Miguel do Gostoso I (15.3)	108.990	217	-	4.829	-	-	114.036
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	-	(275)	-	9.029
Solar Paraná	7.035	262	-	-	-	-	7.297
	125.329	479	-	4.829	(275)	-	130.362
Coligadas							
Dona Francisca Energética (15.4)	27.057	4.914	-	-	-	(4.605)	27.366
Outras	1.937	(2)	-	-	-	-	1.935
	28.994	4.912	-	-	-	(4.605)	29.301
	21.144.478	660.973	23.132	4.829	(841)	(1.347.682)	20.484.889

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 30.09.2022
Empreendimentos controlados em conjunto (15.3)								
Voltalia São Miguel do Gostoso I	108.990	217	4.829	-	-	-	-	114.036
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	9.304	-	-	-	(275)	-	-	9.029
Caiuá	106.977	17.238	-	-	-	-	-	124.215
Integração Maranhense	166.563	27.882	-	-	-	-	-	194.445
Matrinchã	811.771	119.542	-	-	-	(964)	-	930.349
Guaraciaba	407.615	51.700	-	-	-	-	-	459.315
Paranaíba	226.923	21.058	-	-	-	-	-	247.981
Mata de Santa Genebra	710.989	40.645	-	(61.537)	-	-	-	690.097
Cantareira	437.330	31.799	-	-	-	-	-	469.129
Solar Paraná	7.035	262	-	-	-	-	-	7.297
	2.993.497	310.343	4.829	(61.537)	(275)	(964)	-	3.245.893
Coligadas								
Dona Francisca Energética (15.4)	27.057	4.914	-	-	-	(4.605)	-	27.366
Foz do Chopim Energética (15.4)	19.102	14.860	-	-	-	(17.347)	-	16.615
Outras	1.937	(2)	-	-	-	-	-	1.935
	48.096	19.772	-	-	-	(21.952)	-	45.916
Propriedades para investimento	541	-	-	-	(4)	-	(2)	535
	3.042.134	330.115	4.829	(61.537)	(279)	(22.916)	(2)	3.292.344

(a) Transferência de bens destinados a alienação.

15.2 Controladas com participação de não controladores

15.2.1 Informações financeiras resumidas

Saldos em 30.09.2022	Compagás	Elejor	UEG Araucária
ATIVO	1.009.171	841.904	532.523
Ativo circulante	612.852	205.334	138.796
Ativo não circulante	396.319	636.570	393.727
PASSIVO	1.009.171	841.904	532.523
Passivo circulante	316.649	112.319	62.209
Passivo não circulante	96.856	783.917	18.261
Patrimônio líquido	595.666	(54.332)	452.053
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	935.162	150.033	98.475
Custos e despesas operacionais	(798.976)	(63.616)	(196.305)
Resultado financeiro	19.820	(106.735)	10.246
Imposto de renda e contribuição social	(42.249)	6.931	(940)
Lucro líquido (prejuízo) do período	113.757	(13.387)	(88.524)
Outros resultados abrangentes	-	-	-
Resultado abrangente do período	113.757	(13.387)	(88.524)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	192.227	36.484	(55.701)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(9.146)	(7.100)	(133.045)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(2.079)	-	(101)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	181.002	29.384	(188.847)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	210.641	148.031	298.572
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	391.643	177.415	109.725
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	181.002	29.384	(188.847)

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 (NE nº 25).

15.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1º.01.2022	248.869	(12.285)	101.627	338.211
Lucro líquido (prejuízo) do período	55.740	(4.016)	(16.643)	35.081
Dividendos	(12.735)	-	-	(12.735)
Em 30.09.2022	291.874	(16.301)	84.984	360.557

15.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 30.09.2022								
ATIVO	235.126	324.212	593.231	2.902.195	1.561.091	1.899.338	3.345.626	1.788.669
Ativo circulante	11.457	36.817	86.905	421.136	213.826	218.308	551.381	221.228
Caixa e equivalentes de caixa	11.277	10.155	23.236	116.057	53.945	48.273	22.100	61.589
Outros ativos circulantes	180	26.662	63.669	305.079	159.881	170.035	529.281	159.639
Ativo não circulante	223.669	287.395	506.326	2.481.059	1.347.265	1.681.030	2.794.245	1.567.441
PASSIVO	235.126	324.212	593.231	2.902.195	1.561.091	1.899.338	3.345.626	1.788.669
Passivo circulante	2.398	11.844	54.014	139.714	112.045	83.572	187.926	69.099
Passivos financeiros	-	7.375	13.201	126.183	41.659	59.011	150.296	56.609
Outros passivos circulantes	2.398	4.469	40.813	13.531	70.386	24.561	37.630	12.490
Passivo não circulante	-	58.868	142.390	863.810	511.667	803.597	1.780.258	762.165
Passivos financeiros	-	30.322	43.097	612.882	408.275	482.880	1.678.555	429.356
Outros passivos não circulantes	-	28.546	99.293	250.928	103.392	320.717	101.703	332.809
Patrimônio líquido	232.728	253.500	396.827	1.898.671	937.379	1.012.169	1.377.442	957.405
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	52.326	86.764	429.119	215.789	168.267	315.055	136.195
Custos e despesas operacionais	(51)	(3.816)	(4.199)	(25.776)	(24.928)	(15.389)	(53.185)	(8.719)
Resultado financeiro	945	(1.388)	(1.944)	(46.380)	(28.608)	(37.505)	(138.963)	(29.177)
Equivalência patrimonial	(1.203)	-	-	-	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social	(193)	(11.943)	(23.719)	(113.002)	(56.743)	(29.422)	(41.779)	(33.404)
Lucro líquido (prejuízo) do período	(502)	35.179	56.902	243.961	105.510	85.951	81.128	64.895
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(502)	35.179	56.902	243.961	105.510	85.951	81.128	64.895
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	114.036	124.215	194.445	930.349	459.315	247.981	690.097	469.129

Em 30.09.2022, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 2.732 e nos passivos contingentes classificados como perda possível equivale a R\$ 287.475 (R\$ 250.262 em 31.12.2021), sendo que, desse montante, o valor de R\$ 178.312 (R\$ 187.243 em 31.12.2021) se refere à Mata de Santa Genebra.

Em junho de 2022 a Copel GeT registrou R\$ 133.922 no resultado de equivalência patrimonial decorrente dos efeitos da revisão tarifária de Caiuá, Integração Maranhense, Matrinchã e Guaraciaba.

15.4 Informações resumidas das principais coligadas

Saldos em 30.09.2022	Dona Francisca	Foz do Chopim
ATIVO	176.719	50.035
Ativo circulante	10.788	9.779
Ativo não circulante	165.931	40.256
PASSIVO	176.719	50.035
Passivo circulante	23.053	3.584
Passivo não circulante	34.828	-
Patrimônio líquido	118.838	46.451
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Receita operacional líquida	49.961	57.791
Custos e despesas operacionais	(22.879)	(14.676)
Resultado financeiro	(3.791)	395
Imposto de renda e contribuição social	(1.952)	(1.965)
Lucro líquido do período	21.339	41.545
Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado abrangente do período	21.339	41.545
Participação na coligada - %	23,03	35,77
Valor contábil do investimento	27.366	16.615

Em 30.09.2022, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 2.525 (R\$ 2.166 em 31.12.2021).

16 Imobilizado

16.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação acumulada	30.09.2022	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2021
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.195.044	(4.890.447)	3.304.597	8.161.702	(4.776.639)	3.385.063
Máquinas e equipamentos	8.423.649	(3.084.035)	5.339.614	8.409.689	(2.840.114)	5.569.575
Edificações	1.993.113	(1.151.805)	841.308	1.993.695	(1.125.862)	867.833
Terrenos	509.647	(56.621)	453.026	508.164	(49.046)	459.118
Veículos e aeronaves	34.085	(33.015)	1.070	33.871	(32.756)	1.115
Móveis e utensílios	16.935	(10.744)	6.191	16.400	(10.966)	5.434
(-) Impairment (16.4)	(710.509)	-	(710.509)	(710.509)	-	(710.509)
(-) Obrigações especiais	(747)	299	(448)	(792)	290	(502)
	18.461.217	(9.226.368)	9.234.849	18.412.220	(8.835.093)	9.577.127
Em curso						
Custo	1.129.197	-	1.129.197	752.846	-	752.846
(-) Impairment (16.4)	(187.382)	-	(187.382)	(187.382)	-	(187.382)
	941.815	-	941.815	565.464	-	565.464
	19.403.032	(9.226.368)	10.176.664	18.977.684	(8.835.093)	10.142.591

16.2 Muta  o do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1�.01.2022	Aquisi��es/ Impairment	Deprecia��o	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 30.09.2022
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.385.063	-	(113.808)	-	33.342	3.304.597
Máquinas e equipamentos	5.569.575	-	(244.603)	(53)	14.695	5.339.614
Edifica��es	867.833	-	(26.827)	(306)	608	841.308
Terrenos	459.118	-	(7.575)	(518)	2.001	453.026
Veículos e aeronaves	1.115	-	(289)	-	244	1.070
Móveis e utensílios	5.434	-	(434)	(95)	1.286	6.191
(-) Impairment (16.4)	(710.509)	-	-	-	-	(710.509)
(-) Obriga��es especiais	(502)	-	93	-	(39)	(448)
	9.577.127	-	(393.443)	(972)	52.137	9.234.849
Em curso						
Custo	752.846	428.010	-	(6)	(51.653)	1.129.197
(-) Impairment (16.4)	(187.382)	-	-	-	-	(187.382)
	565.464	428.010	-	(6)	(51.653)	941.815
	10.142.591	428.010	(393.443)	(978)	484	10.176.664

16.3 Opera  es em conjunto - cons  rcios

Os valores registrados no imobilizado est  o proporcionais a participa  o da Copel GeT nos ativos das usinas, conforme demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participa��o (%) Copel GeT	Taxa média anual de deprecia��o (%)	30.09.2022	31.12.2021
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá				
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0			
Em serviço			859.924	859.926
(-) Deprecia��o Acumulada		2,90	(276.282)	(263.792)
Em curso			21.605	20.527
			605.247	616.661
UHE Baixo Iguaçu	30,0			
Em serviço			692.611	692.395
(-) Deprecia��o Acumulada		3,28	(81.550)	(64.519)
Em curso			54.516	56.027
			665.577	683.903
			1.270.824	1.300.564

16.4 Perdas estimadas para redu  o ao valor recuper  vel (impairment) de ativos do segmento de gera  o

Em 30.09.2022, os empreendimentos com saldos de impairment registrados s  o os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Deprecia��o	Impairment	
UHE Colíder	2.504.231	(303.264)	(639.529)	1.561.438
Consórcio Tapajós (a)	14.879	-	(14.879)	-
Usinas no Paraná	1.039.048	(124.391)	(243.483)	671.174
	3.558.158	(427.655)	(897.891)	2.232.612

(a) Projeto em desenvolvimento

Não houve movimentação de *Impairment* até 30.09.2022. No primeiro semestre de 2021 foi registrada a reversão de *impairment* no total de R\$ 138.777 decorrente principalmente da revisão de premissas da UEG Araucária em função do aumento da demanda da usina em consequência das condições hidrológicas desfavoráveis naquele ano, conforme detalhado na NE nº 18.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2021.

16.5 Empreendimentos em construção

16.5.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 224.673, o empreendimento, com 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,61 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 ocorrer até o final de 2022.

16.5.2 Complexo eólico Jandaíra

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

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

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

De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início na primeira semana de janeiro de 2021. A partir de 15.10.2022 até a data de emissão destas demonstrações financeiras, 21 unidades geradoras que totalizam 72,76 MW de capacidade instalada iniciaram sua operação comercial. Os outros 5 aerogeradores estão operando em teste. A entrada em operação comercial de todo o empreendimento está prevista para ocorrer de forma escalonada até o final de 2022.

17 Intangível

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (17.1)	7.030.319	6.596.184
Contratos de concessão/autorização de geração (17.2)	2.315.760	2.473.858
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (17.3)	68.282	96.145
Outros intangíveis (17.4)	50.155	49.373
	9.464.516	9.215.560

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

17.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2022	9.330.317	(2.734.133)	6.596.184
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.1)	916.469	(135.219)	781.250
Transferências para outros créditos	(398)	-	(398)
Quotas de amortização - concessão (a)	(418.132)	114.279	(303.853)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(7.870)	-	(7.870)
Baixas	(34.994)	-	(34.994)
Em 30.09.2022	9.785.392	(2.755.073)	7.030.319

(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.

17.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)	Direito de concessão e autorização/ ágio técnico	Total
Em 1º.01.2022	1.759.286	714.572	2.473.858
Mais valia na combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.1.1)	-	23.982	23.982
Ágio técnico oriundo da combinação de negócios - Complexo Vilas (NE nº 1.1.1)	-	8.154	8.154
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(171.391)	(18.843)	(190.234)
Em 30.09.2022	1.587.895	727.865	2.315.760

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

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

17.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2022	96.145
Transferências de ativos de contrato (NE nº 10.2)	2.233
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 9.2)	(768)
Quotas de amortização - concessão	(29.138)
Baixas	(190)
Em 30.09.2022	68.282

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 Compagas, 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.

17.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2022	22.242	27.131	49.373
Aquisições	-	6.244	6.244
Capitalizações para intangível em serviço	5.227	(5.227)	-
Quotas de amortização (a)	(3.971)	-	(3.971)
Baixas	-	(1.491)	(1.491)
Em 30.09.2022	23.498	26.657	50.155

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

18 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.014	2.214	31.273	46.245
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	1.045	1.413	29.027	17.792
	2.059	3.627	60.300	64.037
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	559	-	2.386	-
Férias e 13º Salário	3.315	4.656	133.197	107.471
Provisões por desempenho e participação nos lucros	1.059	14.455	73.932	364.701
Programa de desligamentos voluntários	1.152	13.716	6.499	68.601
Outros	8	-	404	-
	6.093	32.827	216.418	540.773
	8.152	36.454	276.718	604.810

19 Fornecedores

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Energia elétrica	1.217.200	1.303.386
Materiais e serviços	589.369	770.629
Gás para revenda	106.943	60.121
Encargos de uso da rede elétrica	287.778	576.848
	2.201.290	2.710.984
	Circulante	2.075.981
	Não circulante	125.309
		2.585.735
		125.249

20 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	30.09.2022	31.12.2021
MOEDA ESTRANGEIRA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
Par Bond (a)	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	-	89.058
Discount Bond (a)				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	1% + 0,20%	1% + 0,20%	12.082	-	61.514
Total moeda estrangeira											-	150.572
MOEDA NACIONAL												
Banco do Brasil												
CCB 306.401.381 (b)	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
CCB 265.901.903	Copel DIS			29.06.2022	2	24.06.2025	Trimestral	DI + spread 1,25%	DI + spread 2,14%	750.000	751.673	-
											751.673	641.207
Itaú Unibanco S.A												
Nota Comercial (c)	Copel GET	Amortização parcial da 3ª (terceira), 4ª (quarta) e 5ª (quinta) emissões de debêntures da Emitente; e (ii) atendimento de obrigações diversas de curto prazo, incluindo compra de energia, obrigações regulatórias e dividendos.	Fidejussória	10.09.2022	2	10.09.2025	Semestral	DI + spread 1,22%	DI + spread 1,31%	1.000.000	1.002.783	-
											1.002.783	-
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	8.142	9.580
											8.142	9.580
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	17.437	7.312
35202164527986	Jandaíra II			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	56.421	47.232	18.424
35202162927987	Jandaíra III			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.158	54.519	21.645
35202160027984	Jandaíra IV			31.05.2021	192	15.06.2038	Mensal	2,2161% + IPCA ⁽¹⁾ e 2,7086% + IPCA ⁽¹⁾	3,0107% + IPCA	65.421	54.739	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%	IPCA + 2,3323%	92.138	90.840	94.781
35201922425522	Potiguar B142			04.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.213	90.865	94.809
35201926525533	Potiguar B143			11.04.2019	216	15.04.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	90.536	94.453
35201910625534	Ventos de Vila Paraíba IV			18.04.2019	216	15.05.2039	Mensal	IPCA + 2,3323%	IPCA + 2,3323%	92.138	92.202	96.237
352020148727169	Potiguar B61			11.08.2020	216	15.08.2040	Mensal	IPCA + 1,4865%	IPCA + 1,4865%	163.886	188.196	176.324
											726.566	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	63.509	72.109
											63.509	72.109

(a) Em 10.03.2022 foi efetuado o resgate antecipado da dívida, líquido da garantia em caução.

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

(c) Nota Comercial, série única, para distribuição pública com esforços restritos. Fiadora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

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

(continua)

Consolidado	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	30.09.2022	31.12.2021	
BNDES	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	63.509	72.109	
820989.1		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	11.988	14.431	
1120952.1		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	33.126	36.593	
1220768.1		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	631.453	680.413	
13211061		Implantação da subestação Cerquilha III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	7.809	8.758	
13210331		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	16.625	18.151	
15206041		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	9.852	10.822	
15205921		Implantação da UHE Baixo Iguaçu		22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	162.655	171.447	
18205101		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE Andará Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	202.145	185.532	
19207901- A+B+E+F+G+H		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	190.014	162.773	
19207901- C+D+I+J													
14205611-C	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	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	13.715	19.595	
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	35.001	37.771	
14.2.1272.1	Santa Helena		01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	37.977	40.983		
11211521	GE Farol		Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	30.778	33.570	
11211531	GE Boa Vista		19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	22.754	24.818		
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	51.604	56.287		
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	55.112	60.113		
18204611	Cutia		Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	10.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	548.077	563.569	
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	13.343	14.898	
13212221 - B				03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	798	1.396	
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	17.580	19.444	
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	3.585	5.285	
											2.159.500	2.238.758	
Total moeda nacional											4.712.173	3.587.697	
											Dívida bruta	4.712.173	3.738.269
											(-) Custo de transação	(46.815)	(59.825)
											Dívida líquida	4.665.358	3.678.444
											Circulante	240.062	579.770
											Não Circulante	4.425.296	3.098.674

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

Consolidado		30.09.2022	%	31.12.2021	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	(3,31)	-	-	150.572	4,09
		-	-	150.572	4,09
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	7,01	1.794.236	38,46	1.916.561	52,11
CDI	13,65	1.735.880	37,21	639.555	17,39
TR	0,18	-	-	-	-
IPCA	4,09	1.109.003	23,77	935.900	25,44
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	26.239	0,56	35.856	0,97
		4.665.358	100,00	3.527.872	95,91
		4.665.358	100,00	3.678.444	100,00

20.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

Consolidado			
30.09.2022	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2023	60.478	(2.230)	58.248
2024	607.496	(8.901)	598.595
2025	1.604.416	(5.667)	1.598.749
2026	230.387	(2.171)	228.216
2027	232.068	(2.172)	229.896
Após 2027	1.728.438	(16.846)	1.711.592
	4.463.283	(37.987)	4.425.296

20.3 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2022	150.572	639.555	790.127
Encargos	953	50.901	51.854
Variação monetária e cambial	(14.378)	-	(14.378)
Amortização - principal	(134.894)	(640.005)	(774.899)
Pagamento - encargos	(2.253)	(50.451)	(52.704)
Em 30.09.2022	-	-	-

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2022	150.572	3.527.872	3.678.444
Efeito da aquisição de controle do Complexo Vilas (NE 1.1.1)	-	25.398	25.398
Ingressos	-	1.891.201	1.891.201
(-) Custos de transação	-	(19.781)	(19.781)
Encargos	953	280.461	281.414
Variação monetária e cambial	(14.378)	28.564	14.186
Amortização - principal	(134.894)	(805.690)	(940.584)
Pagamento - encargos	(2.253)	(262.667)	(264.920)
Em 30.09.2022	-	4.665.358	4.665.358

20.4 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

Os contratos de empréstimos e financiamentos contém 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 financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos. Em 30.09.2022, todos os demais 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
	Nota Comercial	Índice de cobertura do serviço da dívida Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≥ 1,5 ≤ 3,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda	≤ 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

21 Debêntures

Empresa	Emissão	Caracte- rísticas	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	30.09.2022	31.12.2021	
Copel	8ª	(a)	Pagamento da 6ª emissão de debêntures e reforço da estrutura de capital.	Fidejussória	14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	-	502.400	
Copel GeT	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	357.491	339.767	
	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	343.668	690.311	
	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.		25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	219.188	284.483	
	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	824.049	825.358	
	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	246.310	237.650	
	7ª (série 1)		Reforço do capital de giro da Emissora; amortização e/ou o reembolso de caixa de parcela de principal da 3ª e 4ª emissão de debêntures.		15.10.2021	2	15.10.2026	Semestral	DI + spread 1,38%	DI + spread 1,45%	1.133.363	1.206.719	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 na Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. e Bela Vista Geração de Energia S.A.		15.10.2021	3	15.10.2031	Semestral	IPCA + 5,7138%	IPCA + 6,1033%	366.637	399.108	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	268.118
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	333.948	684.185	
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	618.034	584.489	
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	184.597	177.187	
6ª (série 1)			Reforço do capital de giro da Emissora e 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	1.044.146	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 n°46/1999 da Aneel.	16.06.2021	3	15.06.2031		Semestral	IPCA + 4,7742%	IPCA + 5,1564%	500.000	560.427	529.366		
7ª (série 1)		(e)	Reforço de Capital de giro; resgate das debêntures da 3ª emissão; amortização da 2ª parcela de principal da 4ª e 5ª emissão.	15.05.2022	2		15.05.2025	Semestral	CDI + 1,21%	CDI + 1,28%	300.000	312.565	-	
7ª (série 2)				15.05.2022	2		15.05.2027	Semestral	CDI + 1,36%	CDI + 1,42%	901.450	939.621	-	
7ª (série 3)				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 da Aneel.	15.05.2022		3	15.05.2032	Semestral	IPCA + 6,1732%	IPCA + 6,6587%	298.550	302.782	-
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%
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	377.950	370.903	
Divida bruta												8.760.214	8.240.769	
(-) Custo de transação												(88.748)	(93.152)	
Divida líquida												8.671.466	8.147.617	
Circulante												2.226.643	2.144.485	
Não Circulante												6.444.823	6.003.132	

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

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

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

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

(e) Debêntures simples, três séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, 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.

21.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

30.09.2022	Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2023	18.880	(3.649)	15.231
2024	669.596	(13.361)	656.235
2025	1.792.198	(11.436)	1.780.762
2026	1.786.856	(9.168)	1.777.688
2027	715.751	(7.584)	708.167
Após 2027	1.530.004	(23.264)	1.506.740
	6.513.285	(68.462)	6.444.823

21.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2022	501.716	8.147.617
Ingressos	-	1.500.000
(-) Custos de transação	-	(14.445)
Encargos e variação monetária	26.642	851.398
Amortização - principal	(500.000)	(1.271.900)
Pagamento - encargos	(28.358)	(541.204)
Em 30.09.2022	-	8.671.466

21.3 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

As debêntures emitidas contém 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 financeiros medidos apenas anualmente foram integralmente atendidos. Em 30.09.2022, todos os demais indicadores e condições acordados foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	3ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
	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		
	7ª Emissão de Debêntures		
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurús 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.

22 Benefícios Pós-emprego

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

22.1 Plano de benefício previdenciário

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

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

22.2 Plano Assistencial

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

22.3 Balanço patrimonial e resultado do período

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

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Planos previdenciários	20	12	762	965
Planos assistenciais	34.202	14.139	1.344.424	1.294.209
	34.222	14.151	1.345.186	1.295.174
Circulante	255	229	71.175	68.836
Não circulante	33.967	13.922	1.274.011	1.226.338

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora			
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Empregados				
Planos previdenciários	1.641	585	487	322
Plano assistencial - pós-emprego	1.312	689	437	267
Plano assistencial - funcionários ativos	1.186	932	351	403
	4.139	2.206	1.275	992
Administradores				
Planos previdenciários	493	245	164	83
Plano assistencial	51	20	17	(6)
	544	265	181	77
	4.683	2.471	1.456	1.069

	Consolidado			
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Empregados				
Plano previdenciário (CV)	41.806	41.928	13.525	13.800
Plano assistencial - pós-emprego	105.220	87.379	35.074	29.125
Plano assistencial - funcionários ativos	52.337	54.303	16.834	18.414
	199.363	183.610	65.433	61.339
Administradores				
Plano previdenciário	863	943	284	295
Plano assistencial	111	93	38	17
	974	1.036	322	312
	200.337	184.646	65.755	61.651

22.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2022	14.151	1.295.174
Apropriação do cálculo atuarial	1.312	105.220
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	3.629	90.056
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais (a)	18.928	59
Amortizações	(3.798)	(145.323)
Em 30.09.2022	34.222	1.345.186

(a) Ajustes decorrentes da transferência do passivo da Copel Serviços para a Copel e demais subsidiárias.

23 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Conta de desenvolvimento energético - CDE	36.505	41.786
Reserva global de reversão - RGR	6.212	8.834
Bandeira tarifária (NE nº 30.3.2)	-	147.766
	42.717	198.386

24 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.

Os saldos registrados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE estão demonstrados no quadro a seguir:

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 30.09.2022	Saldo em 31.12.2021
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	6.800	-	6.800	7.584
MME	-	3.400	-	3.400	3.790
P&D	227.374	1.339	35.022	263.735	286.029
	227.374	11.539	35.022	273.935	297.403
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	6.475	-	6.475	19.883
PEE	121.327	2.363	220.739	344.429	309.811
	121.327	8.838	220.739	350.904	329.694
	348.701	20.377	255.761	624.839	627.097
			Circulante	276.868	292.495
			Não circulante	347.971	334.602

Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel

24.1 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2022	7.584	3.790	286.029	19.883	309.811	627.097
Constituições	29.287	14.643	29.115	8.428	33.711	115.184
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.817	1.817
Juros (NE nº 32)	-	-	5.057	1.185	17.935	24.177
Transferências	-	-	-	(3.685)	3.685	-
Recolhimentos	(30.071)	(15.033)	(5.838)	(19.336)	(10.325)	(80.603)
Conclusões	-	-	(50.628)	-	(12.205)	(62.833)
Em 30.09.2022	6.800	3.400	263.735	6.475	344.429	624.839

25 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	30.09.2022	31.12.2021
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	05.2047	5,65% a.a.	IPCA	21.363	20.495
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	30.223	27.376
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	8.939	8.595
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	2.388	2.894
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	05.2037	11,00% a.a.	IGPM	888.137	844.599
							951.050	903.959
							Circulante	106.052
							Não circulante	844.998
								798.996

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.

25.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2022	903.959
Adição	1.854
Ajuste a valor presente	40.858
Variação monetária	85.002
Pagamentos	(80.623)
Em 30.09.2022	951.050

26 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

26.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2022	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em 30.09.2022
Imóveis	120.929	23.892	2.279	(7.947)	(953)	138.200
Veículos	67.833	73.041	2.755	(31.818)	-	111.811
Equipamentos	15.294	3.094	1.536	(6.453)	-	13.471
	204.056	100.027	6.570	(46.218)	(953)	263.482

26.2 Passivo de arrendamentos

26.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2022	3.258	212.734
Adições	1.346	100.027
Ajuste por remensuração	583	6.570
Encargos	303	14.787
Pagamento - principal	(274)	(42.927)
Pagamento - encargos	(302)	(15.376)
Baixas	-	(1.055)
Em 30.09.2022	4.914	274.760
	Circulante	430
	Não circulante	4.484
		55.569
		219.191

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 14,87% a.a.

26.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2023	14.427
2024	50.516
2025	33.309
2026	33.708
2027	9.879
Após 2027	178.910
Valores não descontados	320.749
Juros embutidos	(101.558)
Saldo do passivo de arrendamento	219.191

26.2.3 Direito potencial de PIS/Cofins a recuperar

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

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	445.350	274.760
Pis/Cofins potencial	33.899	21.793

26.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

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

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

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	274.760	323.989	17,92%
Direito de uso de ativos	263.482	298.285	13,21%
Despesa Financeira	14.717	18.361	24,76%
Despesa de amortização	46.218	50.275	8,78%

26.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

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

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	30.09.2022
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	11.318	44.040	226.998	282.356

26.5 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 30.09.2022
Compartilhamento de instalações	1.031	4.122	15.773	20.926

27 Outras Contas a Pagar

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 34.2.12)	429.136	545.468
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 34.2.11)	153.056	108.031
Pagamentos/devoluções à consumidores	48.688	45.579
Taxa de iluminação pública arrecadada	45.426	32.895
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	37.365	34.113
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	29.117	35.130
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	27.755	12.066
Cauções em garantia	27.379	35.285
Aquisição de investimentos	294	46.361
Outras obrigações	81.451	75.364
	879.667	970.292
	Circulante	433.645
	Não circulante	446.022
		370.383
		599.909

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

28 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis quando os critérios de reconhecimento de provisão, descritos na NE nº 4.11 das demonstrações financeiras de 31.12.2021, são atendidos.

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

28.1 Mutação das provisões para litígios

Controladora	Saldo em 1º.01.2022	Resultado		Quitações	Saldo em 30.09.2022
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins	110.059	9.814	-	-	119.873
Outras	34.149	1.239	-	(152)	35.236
	144.208	11.053	-	(152)	155.109
Trabalhistas	2.437	958	-	(11)	3.384
Benefícios a empregados	587	2.338	(31)	-	2.894
Cíveis	175.356	14.308	(1.421)	-	188.243
Regulatórias	25.174	-	(25.174)	-	-
	347.762	28.657	(26.626)	(163)	349.630

Consolidado	Resultado				Adições / (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 30.09.2022
	Saldo em 1º.01.2022	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins	110.059	9.814	-	-	-	-	-	119.873
Outras	71.056	12.563	(820)	-	-	(5.224)	(5.991)	71.584
	181.115	22.377	(820)	-	-	(5.224)	(5.991)	191.457
Trabalhistas	569.756	75.834	(2.772)	-	-	(81.211)	-	561.607
Benefícios a empregados	37.148	13.270	(2.204)	-	-	(173)	-	48.041
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	433.437	111.289	(2.036)	-	-	(50.200)	-	492.490
Servidões de passagem	138.069	1.475	(90)	4.567	(462)	(612)	-	142.947
Desapropriações e patrimoniais	125.028	236	(8.113)	4.209	(12.228)	(5.317)	-	103.815
Consumidores	3.755	2.087	(618)	-	-	(1.486)	-	3.738
Ambientais	5.902	127	(56)	-	-	-	-	5.973
	706.191	115.214	(10.913)	8.776	(12.690)	(57.615)	-	748.963
Regulatórias	103.155	2.211	(83.813)	-	-	(15.592)	-	5.961
	1.597.365	228.906	(100.522)	8.776	(12.690)	(159.815)	(5.991)	1.556.029

28.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

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

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
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.	119.873	110.059	9.103	7.914	119.873	110.059	9.103	7.914
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	30.561	29.813	117.466	107.840	30.561	29.813	117.466	107.840
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	47.231	45.602	1.857	1.721	52.953	77.058
ICMS	Exigências e questionamentos administrativos do Estado sobre recolhimento do ICMS nas faturas da Companhia	-	-	-	-	4.145	-	24.653	43.346
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	4.651	-	632	-	8.306	-	136.154	118.981
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	182	170	55.494	83.536
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.	24	4.336	6.190	6.404	26.533	39.352	94.334	122.314
		155.109	144.208	180.622	167.760	191.457	181.115	490.157	560.989
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).	3.384	2.437	2.625	3.606	561.607	569.756	372.587	275.230
Benefícios a empregados	Reclamatórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	2.894	587	-	-	48.041	37.148	12.939	3.524
Regulatórias									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	-	25.174	-	-	-	82.670	-	-
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.	-	-	-	-	-	-	1.140.191	1.066.486
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM.	-	-	-	-	-	-	343.033	295.931
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	5.961	20.485	47.958	38.099
		-	25.174	-	-	5.961	103.155	1.531.182	1.400.516

(continua)

Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	79.392	79.092	74.794	68.104
Arbitragem	Discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida	176.572	165.158	732.791	670.704	176.572	165.158	732.791	670.704
Créditos PIS/Cofins	Contingência relativa a destinação dos créditos tributários de PIS e Cofins reconhecidos pela Companhia. Com a promulgação da Lei nº 14.385/2022, a Administração da Copel e seus assessores legais reavaliaram o risco e a Copel DIS efetuou o registro da provisão, conforme detalhado na NE nº 12.2.1.	-	-	-	-	-	-	-	1.775.347
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	11.671	10.198	5.514	6.639	136.712	131.519	600.794	383.597
Indenização a terceiros (cíveis)	Ação de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas. Houve início de execução de sentença sem a perícia contábil previamente determinada. Em 1º grau, a Copel impugnou a execução e apresentou apólice de seguro como garantia até decisão sobre a realização de perícia e excesso do valor. Não tendo havido ainda um posicionamento favorável quanto ao mérito, o risco foi reavaliado com alteração no saldo provisionado.	-	-	-	-	99.814	57.663	97.818	29.592
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.	-	-	-	-	142.947	138.075	26.191	29.100
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.	-	-	-	-	103.815	93.679	87.881	70.198
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina, quitadas no segundo trimestre 2022.	-	-	-	-	-	31.348	-	-
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.	-	-	-	-	3.738	3.755	1.870	3.964
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.	-	-	-	-	5.973	5.902	220.616	206.647
		188.243	175.356	738.305	677.343	748.963	706.191	1.842.755	3.237.253
		349.630	347.762	921.552	848.709	1.556.029	1.597.365	4.249.620	5.477.512

29 Patrimônio Líquido

29.1 Capital social

Em 30.09.2022, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2021). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrações a seguir, já considerando a quantidade de ações atualizadas após o desdobramento aprovado pela Administração:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	734.298.319	69,66	-	-	115.945.012	6,90	850.243.331	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	135.423.006	12,86	667.230	21,33	898.657.796	53,52	1.034.748.032	37,82
NYSE	34.377.015	3,26	-	-	137.508.060	8,19	171.885.075	6,28
Latibex	223.667	0,02	-	-	1.760.243	0,10	1.983.910	0,07
Prefeituras	1.783.930	0,17	93.260	2,98	34.710	-	1.911.900	0,07
Outros	1.515.221	0,14	2.367.510	75,69	783.221	0,05	4.665.952	0,17
	1.054.090.460	100,00	3.128.000	100,00	1.679.335.290	100,00	2.736.553.750	100,00

29.2 Ajustes de avaliação patrimonial

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2022	426.170	426.170
Passivos atuariais (a)		
Benefícios pós-emprego	(18.928)	(60)
Tributos sobre os ajustes	6.436	10.700
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	23.132	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(42.973)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	14.611
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(28.362)	-
Em 30.09.2022	408.448	408.448

(a) Ajustes decorrentes da transferência do passivo atuarial da Copel Serviços para a Copel e demais subsidiárias.

29.3 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	30.09.2022	Operações continuadas	Operações descontinuadas	30.09.2021
Numerador básico e diluído					
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:					
Ações ordinárias	178.075	178.075	1.350.360	499.896	1.850.256
Ações preferenciais classe "A"	581	581	4.059	1.438	5.497
Ações preferenciais classe "B"	312.074	312.074	2.025.140	684.042	2.709.182
	490.730	490.730	3.379.559	1.185.376	4.564.935
Denominador básico e diluído					
Média ponderada das ações (em milhares):					
Ações ordinárias	1.054.090.460	1.054.090.460	1.218.093.751	1.218.093.751	1.218.093.751
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.185.750	3.185.750	3.185.750
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.290	1.679.335.290	1.515.274.249	1.515.274.249	1.515.274.249
	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	0,16894	0,16894	1,10858	0,41039	1,51897
Ações preferenciais classe "A"	0,18583	0,18583	1,27410	0,45143	1,72553
Ações preferenciais classe "B"	0,18583	0,18583	1,33648	0,45143	1,78791

Controladora	Operações continuadas	1º.07.2022 a 30.09.2022	Operações continuadas	Operações descontinuadas	1º.07.2021 a 30.09.2021
Numerador básico e diluído					
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:					
Ações ordinárias	131.693	131.693	652.004	466.218	1.118.222
Ações preferenciais classe "A"	430	430	2.050	1.341	3.391
Ações preferenciais classe "B"	230.789	230.789	1.069.530	637.959	1.707.489
	362.912	362.912	1.723.584	1.105.518	2.829.102
Denominador básico e diluído					
Média ponderada das ações (em milhares):					
Ações ordinárias	1.054.090.460	1.054.090.460	1.218.093.751	1.218.093.751	1.218.093.751
Ações preferenciais classe "A"	3.128.000	3.128.000	3.185.750	3.185.750	3.185.750
Ações preferenciais classe "B"	1.679.335.290	1.679.335.290	1.515.274.249	1.515.274.249	1.515.274.249
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido (prejuízo) básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores					
Ações ordinárias	0,12494	0,12494	0,53527	0,38274	0,91801
Ações preferenciais classe "A"	0,13743	0,13743	0,64345	0,42102	1,06447
Ações preferenciais classe "B"	0,13743	0,13743	0,70583	0,42102	1,12685

29.4 Dividendo adicional proposto

Em 29.04.2022, a Assembleia Geral aprovou o pagamento do dividendo adicional proposto registrado em 31.12.2021, no valor de R\$ 1.368.675.

30 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						30.09.2022	30.09.2021
Fornecimento de energia elétrica	9.095.527	(679.912)	(1.756.708)	(911.970)	-	5.746.937	5.334.816
Suprimento de energia elétrica	3.478.218	(486.347)	(15.037)	(45.447)	-	2.931.387	4.318.090
Disponibilidade da rede elétrica	7.687.821	(578.279)	(1.595.416)	(1.981.721)	-	3.532.405	3.864.584
Receita de construção	1.600.833	-	-	-	-	1.600.833	1.383.117
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.876	-	-	-	-	57.876	97.588
Distribuição de gás canalizado	1.211.188	(90.428)	(210.668)	-	(63)	910.029	503.953
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.332.293	(123.237)	-	-	-	1.209.056	1.674.415
Outras receitas operacionais	358.474	(40.926)	-	-	(5.034)	312.514	214.032
	24.822.230	(1.999.129)	(3.577.829)	(2.939.138)	(5.097)	16.301.037	17.390.595

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Fornecimento de energia elétrica	2.309.820	(184.992)	(310.455)	(64.298)	-	1.750.075	1.882.078
Suprimento de energia elétrica	1.183.233	(169.456)	(4.373)	(12.395)	-	997.009	1.958.982
Disponibilidade da rede elétrica	2.347.367	(207.216)	(322.386)	(645.799)	-	1.171.966	1.436.361
Receita de construção	566.463	-	-	-	-	566.463	512.311
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(19.429)	-	-	-	-	(19.429)	28.869
Distribuição de gás canalizado	463.091	(33.242)	(81.260)	-	(2)	348.587	198.287
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	584.626	(54.078)	-	-	-	530.548	885.127
Outras receitas operacionais	124.293	(13.464)	-	-	(1.326)	109.503	75.768
	7.559.464	(662.448)	(718.474)	(722.492)	(1.328)	5.454.722	6.977.783

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

Consolidado	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Fornecimento de energia elétrica	9.095.527	8.594.116	2.309.820	3.366.473
Residencial	2.793.129	2.821.690	619.881	1.145.364
Industrial	789.135	863.936	193.318	359.536
Comercial, serviços e outras atividades	1.589.140	1.482.354	335.669	593.260
Rural	629.224	599.268	135.702	237.055
Poder público	210.489	176.798	46.345	74.780
Iluminação pública	210.687	228.465	43.101	99.685
Serviço público	287.660	277.376	66.088	114.484
Consumidores livres	2.025.048	1.641.537	694.158	582.408
Doações e subvenções	561.015	502.692	175.558	159.901
Suprimento de energia elétrica	3.478.218	5.019.792	1.183.233	2.259.255
Contratos bilaterais	2.169.128	1.792.257	727.251	682.776
Contratos regulados	774.293	756.220	266.282	249.099
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	445.640	2.374.857	178.689	1.291.070
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 9.3)	89.157	96.458	11.011	36.310
Disponibilidade da rede elétrica	7.687.821	7.402.031	2.347.367	2.618.924
Residencial	2.274.814	2.207.361	715.428	771.159
Industrial	1.064.130	1.079.017	317.250	398.643
Comercial, serviços e outras atividades	1.403.265	1.276.928	426.523	446.905
Rural	508.292	461.828	165.640	156.415
Poder público	175.885	142.005	56.242	52.628
Iluminação pública	153.001	158.677	48.817	55.240
Serviço público	172.119	159.128	56.908	57.375
Consumidores livres	1.246.963	1.056.057	484.028	387.185
Concessionárias e geradoras	63.644	56.885	21.276	21.867
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	625.708	804.145	55.255	271.507
Receita de construção	1.600.833	1.383.117	566.463	512.311
Concessão de distribuição de energia	1.493.455	1.188.952	530.166	426.694
Concessão de distribuição de gás canalizado	9.039	8.648	2.723	2.979
Concessão de transmissão de energia (a)	98.339	185.517	33.574	82.638
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.876	97.588	(19.429)	28.869
Distribuição de gás canalizado	1.211.188	672.564	463.091	264.719
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	1.332.293	1.845.084	584.626	975.346
Outras receitas operacionais	358.474	234.410	124.293	89.447
Arrendamentos e aluguéis (30.2)	270.029	178.525	98.000	68.288
Valor justo na compra e venda de energia	-	1.323	-	(18.090)
Renda da prestação de serviços	48.413	49.659	9.929	30.023
Outras receitas	40.032	4.903	16.364	9.226
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	24.822.230	25.248.702	7.559.464	10.115.344
(-) Pis/Pasep e Cofins	(1.999.129)	(2.030.512)	(662.448)	(838.344)
(-) ICMS	(3.577.829)	(3.509.195)	(718.474)	(1.268.227)
(-) ISSQN	(5.097)	(4.775)	(1.328)	(1.878)
(-) Encargos setoriais (30.3)	(2.939.138)	(2.313.625)	(722.492)	(1.029.112)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	16.301.037	17.390.595	5.454.722	6.977.783

(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 10.3

30.2 Arrendamentos e aluguéis

30.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Equipamentos e estruturas	268.736	177.956	97.559	68.042
Compartilhamento de instalações	1.117	417	377	206
Imóveis	176	152	64	40
	270.029	178.525	98.000	68.288

30.3 Encargos setoriais

Consolidado	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (30.3.1)	2.009.649	1.299.982	660.613	437.736
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária (30.3.2)	724.405	807.519	554	518.157
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	115.353	138.786	39.774	56.869
Quota para reserva global de reversão - RGR	29.672	32.338	5.603	2.622
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	49.714	25.890	10.967	9.551
Taxa de fiscalização	10.345	9.110	4.981	4.177
	2.939.138	2.313.625	722.492	1.029.112

30.3.1 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, previsto no Despacho 939/2021, é repassado na tarifa aos consumidores e tem a finalidade de amortização da operação de crédito contratada pela CCEE na gestão da Conta Covid, nos termos da Resolução Normativa nº 885/2020.

O saldo é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	30.09.2022
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 3.034/2022	Maio a dezembro	955.861
Resolução Homologatória nº 3.004/2021	Janeiro a abril	792.498
Despacho nº 939/2021	A partir de junho de 2021	137.583
		1.885.942
CDE ENERGIA		
Despacho nº 939/2021	A partir de junho de 2021	123.707
		2.009.649

Resoluções	Período	30.09.2021
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.814/2020	Janeiro	163.844
Resolução Homologatória nº 2.814/2021	Fevereiro	157.767
Resolução Homologatória nº 2.834/2021	Março e Abril	277.844
Resolução Homologatória nº 2.864/2021	Maio a Setembro	584.398
Despacho nº 939/2021	Junho a Setembro	61.148
		1.245.001
CDE ENERGIA		
Despacho nº 939/2021	Junho a Setembro	54.981
		1.299.982

30.3.2 Bandeira tarifária

O sistema de bandeiras tarifárias foi instituído pela Resolução Normativa Aneel nº 547/2013, com vigência a partir de 2015, para indicar a incidência ou não de acréscimo no valor da energia a ser repassado ao consumidor final em função das condições para geração de energia elétrica.

O cenário de crise hídrica predominou até o primeiro trimestre de 2022, com aplicação das modalidades de bandeira vermelha e de escassez hídrica para cobertura dos maiores custos de geração de energia. A partir do segundo trimestre de 2022, após melhora das condições hídricas, vem prevalecendo a aplicação da bandeira verde, sem acréscimo nas faturas de energia.

30.4 Reajuste Tarifário Anual - Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da Copel Distribuição por meio da Resolução Homologatória nº 3.049, de 21.06.2022, autorizando o reajuste médio de 4,90% percebido pelos consumidores (9,89% no reajuste de junho de 2021 pela Resolução Homologatória nº 2.886, de 22.06.2021), e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2022, sendo que para os consumidores da alta tensão o reajuste médio ficou em 9,32% e em 2,68% para os da baixa tensão (respectivamente, 9,57% e 10,04% em 2021).

31 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	30.09.2022	30.09.2021
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(6.024.123)	-	-	-	(6.024.123)	(7.141.896)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.881.960)	-	-	-	(1.881.960)	(1.622.807)
Pessoal e administradores (31.2)	(509.345)	(5.257)	(250.896)	-	(765.498)	(981.927)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(136.361)	(846)	(63.130)	-	(200.337)	(184.646)
Material	(58.468)	(5)	(7.050)	-	(65.523)	(50.042)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(109.767)	-	-	-	(109.767)	(1.156.450)
Gás natural e insumos para operação de gás	(701.924)	-	-	-	(701.924)	(360.069)
Serviços de terceiros (31.3)	(421.638)	(4.633)	(144.673)	-	(570.944)	(495.909)
Depreciação e amortização	(903.229)	(1)	(42.030)	(19.119)	(964.379)	(773.797)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	(11.024)	(107.970)	-	(112.351)	(231.345)	(61.323)
Custo de construção (31.5)	(1.582.346)	-	-	-	(1.582.346)	(1.351.173)
Repactuação do risco hidrológico - GSF	-	-	-	-	-	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(171.629)	(36.326)	(89.593)	(74.156)	(371.704)	(248.205)
	(12.511.814)	(155.038)	(597.372)	(205.626)	(13.469.850)	(12.857.701)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Energia elétrica comprada para revenda (31.1)	(2.166.216)	-	-	-	(2.166.216)	(3.479.170)
Encargos de uso da rede elétrica	(603.545)	-	-	-	(603.545)	(490.835)
Pessoal e administradores (31.2)	(164.679)	(1.782)	(83.832)	-	(250.293)	(353.151)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(44.644)	(276)	(20.835)	-	(65.755)	(61.651)
Material	(18.015)	(3)	(2.321)	-	(20.339)	(17.734)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(22.837)	-	-	-	(22.837)	(551.727)
Gás natural e insumos para operação de gás	(263.509)	-	-	-	(263.509)	(141.705)
Serviços de terceiros (31.3)	(154.381)	(1.735)	(50.230)	-	(206.346)	(173.510)
Depreciação e amortização	(301.421)	-	(14.542)	(6.544)	(322.507)	(262.306)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	(1.329)	(25.563)	-	(28.616)	(55.508)	(89.840)
Custo de construção (31.5)	(560.101)	-	-	-	(560.101)	(478.620)
Repactuação do risco hidrológico - GSF	-	-	-	-	-	1.570.543
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (31.6)	(73.340)	(12.146)	(46.872)	(1.968)	(134.326)	(68.146)
	(4.374.017)	(41.505)	(218.632)	(37.128)	(4.671.282)	(4.597.852)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	30.09.2022	30.09.2021
Pessoal e administradores (31.2)	(27.894)	-	(27.894)	(44.249)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(4.683)	-	(4.683)	(2.471)
Material	(539)	-	(539)	(285)
Serviços de terceiros	(29.454)	-	(29.454)	(16.966)
Depreciação e amortização	(1.031)	(841)	(1.872)	(1.726)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	(4.845)	(4.845)	(37.926)
Outras receitas (despesas) operacionais	(20.142)	27	(20.115)	(27.626)
	(83.743)	(5.659)	(89.402)	(131.249)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Pessoal e administradores (31.2)	(9.624)	-	(9.624)	(31.954)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 22.3)	(1.456)	-	(1.456)	(1.069)
Material	(102)	-	(102)	(101)
Serviços de terceiros	(10.540)	-	(10.540)	(3.408)
Depreciação e amortização	(361)	(280)	(641)	(592)
Perdas de créditos, provisões e reversões (31.4)	-	7.460	7.460	(6.938)
Outras receitas (despesas) operacionais	(9.459)	(700)	(10.159)	(14.099)
	(31.542)	6.480	(25.062)	(58.161)

31.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.620.554	2.773.986	916.205	1.148.113
Itaipu Binacional	1.092.451	1.329.657	378.077	440.650
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	302.469	1.574.299	135.902	1.120.529
Contratos bilaterais	1.939.807	1.813.336	755.703	941.637
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	330.146	203.312	108.635	67.691
Micro e mini geradores	477.941	222.155	153.676	91.258
Valor justo na compra e venda de energia	4.139	-	(13.254)	-
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(743.384)	(774.849)	(268.728)	(330.708)
	6.024.123	7.141.896	2.166.216	3.479.170

31.2 Pessoal e administradores

				Controladora
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Pessoal				
Remunerações	15.671	5.671	4.894	2.939
Encargos sociais	5.333	2.025	1.756	1.066
Auxílio alimentação e educação	1.425	1.437	385	649
Programa de desligamentos voluntários	(2.087)	21.540	-	21.540
	20.342	30.673	7.035	26.194
Administradores				
Honorários	5.482	3.389	1.832	1.132
Encargos sociais	1.339	761	447	253
Outros gastos	66	66	21	21
	6.887	4.216	2.300	1.406
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	665	9.360	289	4.354
	27.894	44.249	9.624	31.954
				Consolidado
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Pessoal				
Remunerações	454.017	465.638	147.947	152.584
Encargos sociais	163.163	163.422	53.140	53.421
Auxílio alimentação e educação	74.511	76.299	24.178	25.470
Programa de desligamentos voluntários	(8.926)	14.392	(400)	14.392
	682.765	719.751	224.865	245.867
Administradores				
Honorários	13.377	12.917	4.403	4.357
Encargos sociais	2.754	2.735	907	882
Outros gastos	195	190	67	56
	16.326	15.842	5.377	5.295
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	66.407	246.334	20.051	101.989
	765.498	981.927	250.293	353.151

31.3 Serviços de terceiros

Consolidado	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Manutenção do sistema elétrico	231.572	203.308	80.066	64.530
Manutenção de instalações	71.147	83.170	26.356	29.177
Comunicação, processamento e transmissão de dados	67.977	47.972	20.862	17.153
Atendimento ao consumidor	54.017	45.483	20.862	17.229
Leitura e entrega de faturas	40.200	39.692	13.363	13.850
Consultoria e auditoria	39.556	26.236	15.239	5.679
Outros serviços	66.475	50.048	29.598	25.892
	570.944	495.909	206.346	173.510

31.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora			
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Provisão para litígios (NE nº 28)	(4.526)	12.692	1.087	4.496
Provisão para perdas em participações societárias	9.371	25.234	(8.547)	2.442
	4.845	37.926	(7.460)	6.938

	Consolidado			
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Provisão para litígios (NE nº 28)	115.834	76.106	28.955	41.637
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica	9.395	(2.604)	1.329	-
Operações de gás (NE nº 11.1)	1.629	15.688	-	15.688
Imobilizado - segmento de geração	-	(123.602)	-	-
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	107.970	92.342	25.563	32.310
Perdas estimadas em créditos tributários	(3.483)	3.393	(339)	205
	231.345	61.323	55.508	89.840

31.5 Custo de construção

Consolidado	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Material	895.045	778.900	315.335	272.879
Serviços de terceiros	529.998	439.418	193.593	156.429
Pessoal	130.439	113.130	43.372	39.155
Outros (a)	26.864	19.725	7.801	10.157
	1.582.346	1.351.173	560.101	478.620

(a) No saldo de 2021 está contido o valor de reversão de provisões para litígios, no total de R\$ 6.921.

31.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	97.246	66.793	41.436	25.090
Perdas (ganho) na desativação e alienação de bens, líquidas	26.637	(4.628)	(2.960)	(20.266)
Valor justo de ativos de concessão de geração de energia elétrica	26.451	-	45	-
Taxa de arrecadação	36.172	38.215	12.078	12.379
Tributos	66.623	30.008	43.229	11.014
Seguros	31.420	25.059	10.761	8.521
Arrendamentos e aluguéis	30.094	13.937	13.253	8.562
Indenizações	12.026	36.972	3.762	11.026
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	3.360	32.151	1.927	30.593
Comunicação corporativa				
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	8.644	8.518	2.949	2.832
Publicidade	9.108	7.901	4.688	3.773
Patrocínio	1.739	400	624	226
Talentos Olímpicos Paranaense - TOP	3.887	3.972	2.987	1.494
Outras receitas, custos e despesas, líquidos	18.297	(11.093)	(453)	(27.098)
	371.704	248.205	134.326	68.146

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

32 Resultado Financeiro

				Controladora
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	30.799	22.596	5.842	21.959
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (a)	-	255.777	-	32.522
Outras receitas financeiras	20.212	8.651	6.404	4.214
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(2.086)	(13.177)	(446)	(2.625)
	48.925	273.847	11.800	56.070
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	77.543	40.657	3.968	17.843
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	24.188	28	11.810	-
Variação monetária sobre repasse CRC (a)	-	1.788	-	-
Outras despesas financeiras	7.593	6.667	2.569	1.330
	109.324	49.140	18.347	19.173
Líquido	(60.399)	224.707	(6.547)	36.897

(a) O saldo da Conta de Resultados a Compensar - CRC foi quitado pelo Governo do Estado do Paraná em 10.08.2021, conforme detalhado na NE nº 8 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2021.

				Consolidado
	30.09.2022	30.09.2021	1º.07.2022 a 30.09.2022	1º.07.2021 a 30.09.2021
Receitas financeiras				
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (a)	-	255.777	-	32.522
Acréscimos moratórios sobre faturas	225.332	247.187	62.275	72.784
Renda de aplicações financeiras	338.618	85.540	124.973	53.941
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	41.374	33.000	2.041	199
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	97.984	18.007	22.224	8.873
Reconhecimento de crédito tributário (NE 12.2.1)	26.790	14.826	8.989	6.170
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	10.518	-	10.507
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	2.877	3.434	(318)	1.175
Outras receitas financeiras	78.939	82.611	39.432	35.039
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre receitas financeiras	(31.926)	(32.330)	(10.414)	(9.351)
	779.988	718.570	249.202	211.859
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	1.106.596	555.579	341.402	247.651
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 25.1)	128.737	164.556	8.667	24.763
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	26.424	44.614	11.890	17.989
Valor justo dos derivativos - contrato a termo	2.907	17.224	-	9.813
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 24.1)	24.177	9.143	7.976	3.796
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (a)	-	1.788	-	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 8)	9.679	1.725	2.383	785
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	24.188	28	11.810	-
Outras despesas financeiras	141.982	44.097	69.120	17.535
	1.464.690	838.754	453.248	322.332
	(684.702)	(120.184)	(204.046)	(110.473)
(-) Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins (NE 12.2.1)	1.011.370	-	-	-
Líquido	(1.696.072)	(120.184)	(204.046)	(110.473)

(a) O saldo da Conta de Resultados a Compensar - CRC foi quitado pelo Governo do Estado do Paraná em 10.08.2021, conforme detalhado na NE nº 8 das Demonstrações Financeiras de 31.12.2021.

33 Segmentos Operacionais

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

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

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

Até 30.09.2022, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional. Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 30.09.2022.

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 das demonstrações financeiras de 31.12.2021.

33.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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;

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 e Serviços - tem como atribuição a prestação de serviços e participação em outras empresas.

33.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM				
30.09.2022							
ATIVO TOTAL	25.280.376	21.057.125	1.467.044	1.009.171	1.454.235	(413.805)	49.854.146
ATIVO CIRCULANTE	3.449.149	5.860.223	882.626	612.852	661.021	(802.461)	10.663.410
ATIVO NÃO CIRCULANTE	21.831.227	15.196.902	584.418	396.319	793.214	388.656	39.190.736
Realizável a Longo Prazo	6.829.047	8.025.347	576.272	312.690	589.581	(339.207)	15.993.730
Investimentos	3.132.147	535	-	-	159.663	(1)	3.292.344
Imobilizado	10.156.942	-	488	-	19.234	-	10.176.664
Intangível	1.626.190	7.030.319	5.745	68.282	6.116	727.864	9.464.516
Direito de uso de ativos	86.901	140.701	1.913	15.347	18.620	-	263.482

ATIVO	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações (a)	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

(a) Reclassificações decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações (NE nº 39).

33.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				GÁS	Holding e Serviços	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM				
	GER	TRA						
30.09.2022								
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.084.826	878.533	10.315.857	3.659.025	935.162	8.014	(2.580.380)	16.301.037
Receita operacional líquida com terceiros	1.043.298	610.397	10.287.737	3.419.590	932.001	8.014	-	16.301.037
Receita operacional líquida entre segmentos	2.041.528	268.136	28.120	239.435	3.161	-	(2.580.380)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.973.879)	(245.485)	(10.153.660)	(3.597.348)	(798.976)	(91.445)	2.580.380	(14.280.413)
Energia elétrica comprada para revenda	(292.594)	-	(4.433.361)	(3.579.136)	-	-	2.280.968	(6.024.123)
Encargos de uso da rede elétrica	(441.205)	-	(1.734.129)	-	-	-	293.374	(1.881.960)
Pessoal e administradores	(154.207)	(93.101)	(445.379)	(9.240)	(32.245)	(31.326)	-	(765.498)
Planos previdenciário e assistencial	(36.591)	(23.359)	(127.278)	(1.329)	(4.170)	(7.610)	-	(200.337)
Material	(9.667)	(4.079)	(50.059)	(37)	(1.084)	(597)	-	(65.523)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(112.718)	-	-	-	-	-	2.951	(109.767)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(701.924)	-	-	(701.924)
Serviços de terceiros	(141.780)	(27.837)	(362.280)	(2.186)	(10.408)	(31.770)	5.317	(570.944)
Depreciação e amortização	(583.984)	(10.325)	(334.669)	(255)	(31.717)	(3.429)	-	(964.379)
Provisão (reversão) para litígios	(12.860)	703	(107.976)	44	17	4.238	-	(115.834)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(9.395)	-	-	-	(1.629)	-	-	(11.024)
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(840)	2.035	(103.731)	(1.548)	(408)	5	-	(104.487)
Custo de construção	-	(79.852)	(1.493.455)	-	(9.039)	-	-	(1.582.346)
Provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(810.563)	-	-	-	-	(810.563)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(178.038)	(9.670)	(150.780)	(3.661)	(6.369)	(20.956)	(2.230)	(371.704)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	14.860	309.864	-	-	-	5.391	-	330.115
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS								
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.125.807	942.912	162.197	61.677	136.186	(78.040)	-	2.350.739
Receitas financeiras	151.970	44.698	455.471	23.492	39.543	70.573	(5.759)	779.988
Despesas financeiras	(513.617)	(204.329)	(551.306)	(236)	(19.723)	(181.238)	5.759	(1.464.690)
Atualização de provisão para destinação de créditos de PIS e Cofins	-	-	(1.011.370)	-	-	-	-	(1.011.370)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	764.160	783.281	(945.008)	84.933	156.006	(188.705)	-	654.667
Imposto de renda e contribuição social	(276.076)	(130.810)	390.967	(26.430)	(42.249)	(44.258)	-	(128.856)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	488.084	652.471	(554.041)	58.503	113.757	(232.963)	-	525.811

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			Energia Elétrica		TEL (a)	GÁS	Holding e Serviços	Reclassificações (a)	Operações inter-segmento	Consolidado
30.09.2021	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.410.203	1.175.370	10.786.833	3.284.977	243.611	562.747	16.238	(228.379)	(2.861.005)	17.390.595
Receita operacional líquida com terceiros	2.645.719	899.074	10.745.682	2.542.399	228.379	541.483	16.238	(228.379)	-	17.390.595
Receita operacional líquida entre segmentos	1.764.484	276.296	41.151	742.578	15.232	21.264	-	-	(2.861.005)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.614.485)	(326.819)	(9.917.998)	(3.214.793)	(222.883)	(458.425)	(143.074)	81.805	2.958.971	(12.857.701)
Energia elétrica comprada para revenda	(864.001)	-	(5.588.253)	(3.197.593)	-	-	-	-	2.507.951	(7.141.896)
Encargos de uso da rede elétrica	(385.215)	-	(1.531.254)	-	-	-	-	-	293.662	(1.622.807)
Pessoal e administradores	(178.570)	(106.993)	(564.331)	(10.927)	(39.365)	(27.058)	(54.683)	-	-	(981.927)
Planos previdenciário e assistencial	(32.438)	(20.637)	(116.336)	(1.150)	(6.289)	(3.703)	(4.093)	-	-	(184.646)
Material	(7.305)	(3.018)	(38.463)	(15)	(965)	(939)	(304)	965	2	(50.042)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(1.175.859)	-	-	-	-	-	-	-	19.409	(1.156.450)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(360.069)	-	-	-	(360.069)
Serviços de terceiros	(122.976)	(23.855)	(337.693)	(2.269)	(38.690)	(10.827)	(17.816)	38.690	19.527	(495.909)
Depreciação e amortização	(425.094)	(7.985)	(304.034)	(158)	(77.901)	(30.804)	(2.440)	1.893	72.726	(773.797)
Provisão (reversão) para litígios	(6.949)	1.335	(55.541)	(216)	4.845	63	(14.798)	(4.845)	-	(76.106)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	126.361	(155)	-	-	5.156	(15.688)	-	(5.156)	-	110.518
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(547)	(2.746)	(131.926)	(174)	(8.612)	2.294	(25.234)	8.612	25.235	(133.098)
Custo de construção	-	(153.573)	(1.188.952)	-	-	(8.648)	-	-	-	(1.351.173)
Repactuação Risco Hidrológico - GSF	1.570.543	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(112.435)	(9.192)	(61.215)	(2.291)	(61.062)	(3.046)	(23.706)	41.646	20.459	(210.842)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	11.371	259.538	-	-	-	-	8.057	-	-	278.966
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO										
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	2.807.089	1.108.089	868.835	70.184	20.728	104.322	(118.779)	(146.574)	97.966	4.811.860
Receitas financeiras	76.498	11.016	341.876	10.224	19.183	11.796	278.472	(19.180)	(11.315)	718.570
Despesas financeiras	(363.649)	(103.380)	(256.356)	(140)	(44.928)	(6.143)	(120.401)	44.928	11.315	(838.754)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	2.519.938	1.015.725	954.355	80.268	(5.017)	109.975	39.292	(120.826)	97.966	4.691.676
Imposto de renda e contribuição social	(721.056)	(234.290)	(310.585)	(27.327)	(6.284)	(41.392)	89.210	47.648	(24.726)	(1.228.802)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.798.882	781.435	643.770	52.941	(11.301)	68.583	128.502	(73.178)	73.240	3.462.874
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	1.116.379	73.178	-	1.189.557
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	1.798.882	781.435	643.770	52.941	(11.301)	68.583	1.244.881	-	73.240	4.652.431

33.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

30.09.2022	Energia elétrica			GÁS	Holding e Serviços	Consolidado
	GET	DIS	COM			
Ativos de contrato	-	1.362.024	-	9.072	-	1.371.096
Imobilizado	426.683	-	219	-	1.108	428.010
Intangível	2.897	-	1.816	-	1.531	6.244
Direito de uso de ativos	16.066	76.659	227	4.319	2.756	100.027

34 Instrumentos Financeiros

34.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	30.09.2022		31.12.2021	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	4.329.330	4.329.330	3.472.845	3.472.845
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	-	-	14.571	14.571
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	420.680	420.680	346.487	346.487
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	9.1 e 9.2	3	1.603.690	1.603.690	1.433.734	1.433.734
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (c)	9.4	3	68.308	68.308	102.220	102.220
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (d)	11	3	-	-	2.907	2.907
Valor justo na compra e venda de energia (d)	11	3	735.304	735.304	855.775	855.775
Outros investimentos temporários (e)		1	14.403	14.403	14.072	14.072
Outros investimentos temporários (e)		2	12.496	12.496	5.913	5.913
			7.184.211	7.184.211	6.248.524	6.248.524
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			54	54	182	182
Caução STN			-	-	142.764	115.643
Clientes (a)	7		3.539.350	3.539.350	4.515.426	4.515.426
Ativos financeiros setoriais (a)	8		55.313	55.313	767.480	767.480
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	9.3		759.321	858.696	730.851	828.673
			4.354.038	4.453.413	6.156.703	6.227.404
Total dos ativos financeiros			11.538.249	11.637.624	12.405.227	12.475.928
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (d)	27	3	429.136	429.136	545.468	545.468
			429.136	429.136	545.468	545.468
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	8		707.461	707.461	293.179	293.179
Parcelamento ICMS (f)	12.2.4		49.823	46.493	-	-
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	12.2		408.561	350.791	421.694	361.080
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	12.2.1		1.934.595	1.934.595	3.326.795	3.326.795
Fornecedores (a)	19		2.201.290	2.201.290	2.710.984	2.710.984
Empréstimos e financiamentos (f)	20		4.712.173	4.212.999	3.738.269	3.313.645
Debêntures (h)	21		8.760.214	8.625.346	8.240.769	8.240.769
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	25		951.050	1.067.794	903.959	1.009.867
			19.725.167	19.146.769	19.635.649	19.256.319
Total dos passivos financeiros			20.154.303	19.575.905	20.181.117	19.801.787

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

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Ativos financeiros com valores justos similares aos valores contábeis (NE nº 4.4 das demonstrações financeiras de 31.12.2021).
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil (NE nº 4.15 das demonstrações financeiras de 31.12.2021).
- 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.

- f) Utilizado como premissa básica o custo do maior valor da última captação realizada pela Companhia, CDI + *spread* de 1,22%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- g) 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%).
- h) Calculado conforme cotação da última negociação no mercado secundário através do preço médio do Preço Unitário - PU em 30.09.2022, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima.
- i) Utilizada a taxa de desconto real e antes dos impostos, de 8,88% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

34.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

34.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	30.09.2022	31.12.2021
Caixa e equivalentes de caixa (a)	4.329.330	3.472.845
Títulos e valores mobiliários (a)	420.680	361.058
Cauções e depósitos vinculados (a)	54	142.946
Clientes (b)	3.539.350	4.515.426
Ativos financeiros setoriais (c)	55.313	767.480
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (d)	1.603.690	1.433.734
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (e)	759.321	730.851
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (f)	68.308	102.220
Outros investimentos temporários (g)	26.899	19.985
	10.802.945	11.546.545

- 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 de perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados aos clientes, relacionado a fatores internos e externos. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c) A Administração considera 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.

- 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, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- e)** 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.
- f)** 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. 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. Em agosto de 2022 a Copel protocolou na Aneel os laudos de avaliação relativos aos valores residuais, com data base julho de 2015, para as UHEs Governador Parigot de Souza – GPS e Mourão - MOU, os quais aguardam fiscalização e posterior validação por parte da agência reguladora. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- g)** 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.

34.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

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

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

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
30.09.2022							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 20	32.645	100.034	529.798	3.583.827	2.242.487	6.488.791
Debêntures	NE nº 21	729.472	422.230	1.728.483	6.627.016	2.466.290	11.973.491
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	9.662	19.335	87.177	513.657	2.287.384	2.917.215
Fornecedores	-	1.907.701	201.178	25.991	66.420	-	2.201.290
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	-	-	204.239	1.590.324	357.912	2.152.475
Pert	Selic	4.679	9.473	44.440	274.245	184.650	517.487
Parcelamento ICMS	Selic	843	1.714	8.135	50.876	-	61.568
Passivos financeiros setoriais	Selic	55.564	112.934	537.020	56.876	-	762.394
Passivo de arrendamentos	NE nº 26	8.191	15.115	59.026	186.067	369.647	638.046
		2.748.757	882.013	3.224.309	12.949.308	7.908.370	27.712.757

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

34.2.3 Risco de mercado

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

a) Risco cambial - 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.

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

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

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

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

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, 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 intermediárias e para o cenário provável considerou-se o saldo com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,20) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2022 do Relatório Focus do Bacen. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base 30.09.2022	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Passivos financeiros					
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(249.324)	9.527	(50.422)	(110.371)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(106.943)	4.087	(21.627)	(47.341)
		(356.267)	13.614	(72.049)	(157.712)

b) Risco de taxa de juros e variações monetárias

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

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

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

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

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias 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 intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos com a variação dos indicadores (CDI/Selic - 13,75%, IPCA – 5,60%, IGP-M - 7,01% e TJLP - 6,96%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2022 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP que considera projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		30.09.2022	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	420.680	13.770	10.448	7.057
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	54	2	1	1
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	55.313	1.811	1.374	927
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.363.011	32.409	24.430	16.370
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	68.308	-	-	-
		2.907.366	47.992	36.253	24.355
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(751.673)	(24.604)	(30.404)	(36.077)
Banco Itaú	Alta CDI	(1.002.783)	(32.824)	(40.560)	(48.129)
BNDES	Alta TJLP	(1.749.243)	(29.687)	(36.882)	(43.990)
BNDES	Alta IPCA	(392.159)	(5.379)	(6.690)	(7.988)
Banco do Nordeste	Alta IPCA	(726.566)	(9.965)	(12.394)	(14.800)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(63.509)	(1.078)	(1.339)	(1.597)
Outros	Sem Risco	(26.240)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.814.922)	(190.337)	(235.201)	(279.089)
Debêntures	Alta IPCA	(2.851.728)	(39.112)	(48.646)	(58.087)
Debêntures	Alta TJLP	(93.564)	(1.588)	(1.973)	(2.353)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(707.461)	(23.157)	(28.615)	(33.955)
Parcelamento ICMS	Alta Selic	(49.823)	(1.631)	(2.015)	(2.391)
Pert	Alta Selic	(408.561)	(13.373)	(16.525)	(19.609)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(888.137)	(15.171)	(18.847)	(22.479)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(62.913)	(863)	(1.073)	(1.281)
		(15.589.282)	(388.769)	(481.164)	(571.825)

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

34.2.4 Risco quanto à escassez de energia

A maior parte da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

Entre setembro de 2020 e agosto de 2021, o Sistema Interligado Nacional apresentou o pior histórico de Energias Naturais Afluentes ao agregado de seus aproveitamentos. O Ministério de Minas e Energia e demais órgãos do setor atuaram para mitigar o risco de racionamento, com destaque para a maximização do despacho termoeletrico fora da ordem de mérito de custo e a flexibilização de restrições à operação hidrelétrica do sistema. A melhora dos níveis de armazenamento observada nos últimos meses arrefeceu as políticas públicas de enfrentamento à crise hídrica instaurada em 2021 e os órgãos responsáveis pelo setor passaram a adotar medidas menos severas na operação do sistema, contudo, mantendo a otimização dos recursos hídricos para garantia do pleno atendimento à carga.

Considerando a forte geração eólica no Nordeste, a geração de biomassa no Sudeste e o período chuvoso com energias naturais afluentes que elevaram os reservatórios para valores confortáveis, estima-se que o risco de falta de energia em 2022 e 2023 esteja minimizado.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

34.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF (*Generation Scaling Factor*)

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 até o ano de 2021. Em 2022, as fortes chuvas e a recuperação dos reservatórios possibilitaram baixar perdas com GSF neste ano.

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, das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013 e das usinas que repactuaram o risco hidrológico no ACR de acordo com a Lei 13.203/2015. 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.

34.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, a qual foi alterada pela Lei nº 14.052/2020 no que diz respeito 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 2018 foi publicado o Decreto nº 9.271/2018, alterado pelos Decretos nº 10.135/2019 e nº 10.893/2021, que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização por meio de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, tendo como um dos condicionantes a alteração do regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 12 meses do final da concessão. 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.

Alguns empreendimentos de geração da Copel tiveram seu período de concessão estendido devido aos efeitos do GSF (*Generation Scaling Factor*), pois 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.

A respeito das usinas de geração de energia elétrica, destacamos abaixo o posicionamento da Companhia sobre eventual renovação dos contratos.

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 alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos, caso os estudos realizados pela Copel GeT apontem para a vantagem da operação.

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 passou por processo de modernização que proporcionou benefícios diretos como a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta. O Despacho nº 1.047/2022 autorizou a operação em teste a nova unidade geradora.

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 respeito das concessões de transmissão da Copel a vencer nos próximos dez anos, o Contrato de Concessão nº 75/2001, referente à LT Bateias-Jaguariaíva 230 kV, vencerá em 17.08.2031. Por ainda não haver informações sobre as condições para uma eventual renovação, não há qualquer posicionamento quanto ao interesse em prorrogar esta concessão.

34.2.7 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, consolidada pela Resolução Normativa nº 948/2021, que estabelece os indicadores e procedimentos para acompanhamento da eficiência com relação à continuidade do fornecimento e à gestão econômico-financeira das concessões do serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do ano de 2021.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Crítérios	Penalidades
A partir de 2021	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
		2 anos consecutivos	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	no ano base	Plano de resultados
		2 anos consecutivos	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
		3 anos consecutivos	Extinção da concessão

(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 definidas para Copel Distribuição a partir do ano de 2021

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites		Qualidade - realizado	
			DECi	FECi	DECi	FECi
2021	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic)	Atingido	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 VIII da REN nº 948/2021.

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/EBITDA Recorrente: Lucro Antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização.

Conforme Nota Técnica Aneel nº 068/2021 e Resolução Autorizativa nº 10.231/2021, a partir de 2022 as metas de qualidade consideram os indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor. As metas definidas para a Copel DIS para o ano de 2022 são de 9,19 para o DEC e 6,80 para o FEC. A apuração e divulgação dos resultados ocorre anualmente, nas Demonstrações Contábeis Regulatórias.

34.2.8 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.

34.2.9 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, os quais 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, acrescidos dos montantes de sobrecontratação involuntária reconhecidos pelo regulador.

A Copel DIS estima finalizar o ano com um nível de contratação de 111,4%. Apesar do índice superior a 105%, a Companhia considera que possui montantes de “sobrecontratação involuntária” suficientes para acomodar a contratação estimada para o ano. Desta forma, não há previsão de risco de penalização por sobrecontratação.

34.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná, composto pelos consumidores da Compagas (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária), é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagas assinou contrato com a Petrobras para suprimento de gás natural, com vigência de 2022 a 2025, que possibilitará 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 em função do seu regime de operação *merchant*.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, o programa Novo Mercado de Gás, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, tem a finalidade de abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial. A oferta de gás natural é crescente e proveniente de fontes diversificadas e o grande desafio do setor ainda se concentra na viabilização do acesso de novos produtores e comercializadores à infraestrutura e ao mercado consumidor, atualmente atendido majoritariamente pela Petrobras. Por fim, a nova lei do gás, lei nº 14.134/2021, representa mais um passo importante na abertura do mercado de gás brasileiro, de forma a torná-lo mais competitivo e com maior potencial de expansão.

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 ou penalização por descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, a Companhia considera baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás e a promulgação da Lei nº 14.134/2021.

34.2.11 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 27.

34.2.12 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 nominais de R\$ 7.689.086 (R\$ 7.530.281 em 31.12.2021) para contratos de compra e de R\$ 8.212.350 (R\$ 7.881.880 em 31.12.2021) para contratos de venda de energia elétrica, em aberto na data destas demonstrações financeiras intermediárias, 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 divulgada pela Anbima em 30.09.2022, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

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

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	174.775	(149.723)	25.052
Não circulante	560.529	(279.413)	281.116
	735.304	(429.136)	306.168

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 intermediárias e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B em 30.09.2022. 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 30.09.2022	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	306.168	306.169	328.175	350.182
	Queda	306.168	306.169	284.159	262.151

34.2.13 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 comprador/vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a vender/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.

34.2.14 Pandemia do coronavírus

Para mitigar o risco de eventuais impactos de um agravamento da pandemia do coronavírus, a Companhia mantém monitoramento dos contratos e fornecedores, acompanhamento da liquidez do mercado de energia e sua precificação de mercado de curto prazo, bem como participa das 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.

34.3 Gerenciamento de capital

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

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

34.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Empréstimos e financiamentos	-	791.779	4.712.173	3.738.269
Debêntures	-	502.400	8.760.214	8.240.769
(-) Caixa e equivalentes de caixa	122.769	626.052	4.329.330	3.472.845
(-) Títulos e valores mobiliários	91	91	420.680	361.058
Dívida líquida	(122.860)	668.036	8.722.377	8.145.135
Patrimônio líquido	20.969.719	21.837.024	21.330.276	22.175.235
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	(0,01)	0,03	0,41	0,37

35 Transações com Partes Relacionadas

35.1 Saldos com partes relacionadas

O quadro a seguir apresenta os saldos de Partes Relacionadas destacados em linhas específicas do balanço patrimonial:

	Controladora		Consolidado	
	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	-	5.374	933	-
Complexo eólico Jandaíra - mútuo (35.1.3)	24.817	-	-	-
Ativo não circulante				
Controladas				
Copel DIS - STN (a)	-	150.572	-	-
Passivo circulante				
Controladas				
Compartilhamento de estrutura (35.1.1)	1.541	2.292	-	-
Passivo não circulante				
Controladas				
Adiantamento - Elejor	5.851	5.851	-	-

(a) Saldo referente ao financiamento com a Secretaria do Tesouro Nacional - STN, quitado em 10.03.2022.

35.1.1 Compartilhamento de estrutura

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

35.1.2 Contrato de Mútuo - Copel DIS

Em 18.11.2021, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e a Copel DIS, com validade de 12 meses, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios (DI + 1,75% a.a.), a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O contrato foi liquidado em 15.06.2022 e o valor da receita financeira no período findo em 30.09.2022 é de R\$ 5.000.

35.1.3 Contrato de Mútuo - Complexo Jandaíra

Em 17.05.2022, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel e as empresas do Complexo Eólico Jandaíra, com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de CDI + 1,38% ao ano, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. Os contratos têm vigência até 17.05.2024. Do valor global aprovado, de R\$ 49.400, foi transferido o montante de R\$ 24.400, e a receita financeira para o período findo em 30.09.2022 é de R\$ 365.

35.2 **Outras transações com partes relacionadas**

O quadro a seguir apresenta os saldos decorrentes das demais transações com partes relacionadas efetuadas pela Companhia:

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
Parte Relacionada / Natureza da operação	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	31.12.2021	30.09.2022	30.09.2021	30.09.2022	30.09.2021
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	-	916.379	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 32 - a)	-	-	-	-	-	253.990	-	-
Programa Energia Solidária (a)	18.761	5.590	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	8.797	10.378	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	577	19	-	-	-	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c)	-	-	1.146	938	-	-	(5.840)	(8.533)
Entidades com influência significativa (d)								
BNDES e BNDESPAR - dividendos	-	-	-	733.939	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 20)	-	-	2.138.551	2.216.516	-	-	(146.155)	(125.085)
Debêntures - Compagás	-	-	-	-	-	-	-	(299)
Debêntures - eólicas (NE nº 21)	-	-	220.750	231.071	-	-	(21.445)	(23.338)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (e)	-	-	449	436	-	-	(5.709)	(6.125)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	485	237	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voitália São Miguel do Gostoso (f)	-	-	-	-	73	64	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (g) (h) (i)	313	279	1.400	1.144	2.681	2.431	(9.640)	(12.947)
Dividendos	-	2.150	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (i)	-	-	240	183	-	-	(1.971)	(1.689)
Dividendos	-	2.274	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	1.338	1.065	-	-	(11.599)	(10.003)
Dividendos	-	10.091	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	640	489	-	-	(5.125)	(4.598)
Dividendos	27.198	27.198	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	863	726	-	-	(7.646)	(6.786)
Dividendos	2.486	4.973	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h) (i)	-	-	656	596	-	-	(6.005)	(4.612)
Dividendos	-	6.718	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h) (i) (j)	3.235	1.473	1.468	1.245	14.449	14.385	(12.714)	(8.923)
Dividendos	-	13.614	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	16	15	1.312	2.745	127	114	(12.065)	(12.215)
Dividendos	852	86	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (l)	313	518	-	-	2.556	2.200	-	-
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 31.2)	-	-	-	-	-	-	(2.300)	(15.842)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	-	-	-	-	(181)	(1.036)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel								
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	101.977	84.367	-	-	(7.977)	(4.666)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 22.3)	-	-	1.345.186	1.295.174	-	-	-	-
Lactec (m)	3	5	1.739	2.385	463	444	(3.216)	(3.598)
Tecpar (n)	-	-	-	-	1.492	1.484	-	-
Celepar (o)	-	-	-	-	431	-	(10)	(6)

- a) O Programa Energia Solidária, instituído pela lei estadual nº 20.943/2021, substituindo o Programa Luz Fraterna, 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 2.º e 3.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. A Companhia interpôs recurso de apelação em setembro de 2022. A ação aguarda o prazo para eventual recurso do Estado do Paraná, o processamento e a remessa dos autos ao Tribunal de Justiça do Paraná, para julgamento em grau de apelação. 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.

- 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)** 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 ampicidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- d)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 29.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998. 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.
- e)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- f)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048.
- g)** 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.
- h)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, FDA, UEG Araucária e parques eólicos.
- i)** 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.
- j)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, e compartilhamento de instalações, com vencimento em 1º.01.2043.

- k)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste, Marumbi e Uirapuru, com vencimentos entre os anos de 2031 e 2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l)** 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.
- m)** 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, FDA, UEG Araucária e Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- n)** 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).
- o)** Contrato de venda de energia e 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 entre si quando da elaboração das demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, a Copel GeT possui compromissos de compra de energia com a Dona Francisca, no montante de R\$ 51.959 (R\$ 63.899 em 31.12.2021), 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\$ 25.607 (R\$ 31.309 em 31.12.2021).

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

35.3 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 20 e 21.

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\$ 4.449 (R\$ 4.339 em 31.12.2021) e efetuados pela Copel COM (Copel Mercado Livre), no total de R\$ 329.725 (R\$ 192.707 em 31.12.2021).

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

Empresa	Operação	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo (a)	% participação	Valor da fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento BNDES	15.02.2029	84.600	28.938	49,0	(b)
(2) Cantareira Transmissora	Debêntures	15.08.2032	100.000	88.383	49,0	(b)
(3)	Financiamento	15.09.2032	426.834	375.046		(b)
(4) Guaraciaba Transmissora	Financiamento BNDES	15.01.2031	440.000	297.366	49,0	(b)
(5)	Debêntures	15.12.2030	118.000	129.207		(b)
(6)	Financiamento BNDES	15.06.2029	691.440	322.582		(b)
(7) Matrinchã Transmissora	Debêntures (2ª)	15.06.2029	180.000	220.843	49,0	(b)
(8)	Debêntures (3ª)	15.12.2038	135.000	151.357		(c)
(9) IMTE Transmissora	Financiamento	12.02.2029	142.150	50.758	49,0	(b)
(10) Mata de Santa Genebra	Debêntures (2ª)	15.11.2030	210.000	214.847	50,1	107.638
(11)	Debêntures (3ª)	15.11.2041	1.500.000	1.439.753		721.316
(12) Paranaíba Transmissora	Financiamento	15.10.2030	606.241	418.132	24,5	(b)
(13)	Debêntures	15.03.2028	120.000	94.214		(b)
						828.954

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

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

(c) 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.

Fiança corporativa prestado pela Copel: (10) (11)

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

36 Compromissos

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

Consolidado	30.09.2022	31.12.2021
Contratos de compra e transporte de energia	113.677.450	132.307.398
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	6.123	147.682
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	1.298.239	1.374.177
Obrigações de compra de gás	2.134.388	1.841.767

37 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 - Cutia e Bento Miguel	29.03.2023	2.196.012
Riscos Nomeados	24.08.2023	2.130.270
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2023	2.042.375
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	24.08.2023	854.464
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2023	766.454
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2023	728.426
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2022	677.350
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2023	512.885

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 30.09.2022, de R\$ 5,4066.

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

38 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

38.1 Transações que não envolvem caixa

Do total de adições de ativos de contrato (apresentado nas NEs nº 10.1 e 10.2) e de aquisições de imobilizado (demonstrado na NE nº 16.2), R\$ 119.343 (R\$ 109.995 em 30.09.2021) e R\$ 3.816 (R\$ 15.728 em 30.09.2021), respectivamente, correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Conforme a NE nº 26, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 106.597 (R\$ 109.863 em 30.09.2021), 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.

39 Operações descontinuadas

Em 03.08.2021, a Companhia concluiu a operação de alienação de 100% da participação na Copel Telecomunicações S.A., com o recebimento do valor atualizado e a transferência dos ativos e passivos e a direção dos negócios para o comprador, Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia.

Em 2021, 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, em atendimento às exigências do CPC 31/ IFRS 5.

40 Eventos subsequentes

40.1 Dividendos

Em 19.10.2022, conforme Fato Relevante 03/22, o Conselho de Administração da Copel deliberou submeter para aprovação em Assembleia Geral Extraordinária, a ser realizada em 21.11.2022, a distribuição de proventos sob a forma de Juros sobre o Capital Próprio no valor de R\$ 970.000, em linha com a política de dividendos da Companhia.

40.2 Bônus de outorga - UHE GBM

Conforme Comunicado ao Mercado 21/22, a Portaria Interministerial MME/ME Nº 2/2022 de 07.10.2022 estabeleceu o valor mínimo de outorga de concessão de geração de energia elétrica para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM no montante de R\$ 1.830.548. Este valor ainda passará pela análise do Tribunal de Contas da União. A definição do bônus de outorga constitui uma etapa do processo de obtenção de novo contrato de concessão pelo prazo de até 30 anos, por meio da alienação do controle da FDA, conforme descrito na NE nº 34.2.6. A Copel GeT procederá a análise das premissas vinculadas à definição deste bônus de forma a dar continuidade ao processo, inclusive a alienação do controle da SPE, através de leilão, dentro do prazo de até 12 meses antes do vencimento do atual contrato de concessão, que expira em 21.12.2024.

40.3 Aquisição dos Complexos Eólicos Aventura e Santa Rosa & Mundo Novo

Conforme Fato Relevante 02/22 divulgado em 06.10.2022, a Copel GeT celebrou contrato para a aquisição de 100% dos Complexos Eólicos Santa Rosa & Mundo Novo e Aventura, detidos atualmente pela EDP Renováveis Brasil S/A., que totalizam 260,4 MW de capacidade instalada. A aquisição faz parte da estratégia da Companhia de crescimento em energia renovável, amplia a diversificação da matriz de geração e está totalmente aderente à política de investimentos. O valor total da transação (*Enterprise Value*) é de R\$ 1.803 milhões, com um *Equity Value* de aproximadamente R\$ 965 milhões, sujeito a ajustes até a data de fechamento da transação. A aquisição foi aprovada, sem restrições, pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE (DOU de 04.11.2022) e está sujeita, ainda, a aprovação de credores e outras condições precedentes usuais para esse tipo de transação.

40.4 Descarbonização da matriz de geração

Conforme Fato Relevante 05/22 divulgado em 04.11.2022, a Companhia comunicou que o Conselho de Administração aprovou o aprofundamento de estudos para um potencial desinvestimento da participação societária na UEG Araucária S.A. (60,9% Copel GeT e 20,3% Copel Holding), alinhado com o processo de descarbonização da matriz de geração da Companhia e em sintonia com o Planejamento Estratégico Empresarial da Copel.

40.5 Modelo de investimento de *Corporate Venture Capital* (CVC)

Conforme Comunicado ao Mercado 24/22, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o modelo de investimento de *Corporate Venture Capital* (CVC) a ser adotado na Copel por meio de um Fundo de Investimento em Participações (FIP) proprietário gerido por empresa gestora especializada a ser contratada, com compromisso de aporte de R\$ 150 milhões a serem investidos ao longo dos próximos anos em empresas que apresentem propostas inovadoras dentro do setor de energia e estejam adequadas ao portfólio da tese de inovação e de investimento, nos temas: Energias Renováveis Limpas, Processos Internos Inovadores, *Energy as a Service*, Gestão de Ativos e Instalações e *Smart Cities*.