

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

em 31 de dezembro de 2019

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel, Companhia ou Controladora), com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, é sociedade por ações, de economia mista, de capital aberto, controlada pelo Estado do Paraná, cujas ações são negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa dos Segmentos Especiais de Listagem da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão e também negociadas nas Bolsas de Valores de Nova Iorque (NYSE) e de Madri, no segmento latino-americano (Latibex).

A Copel e suas controladas têm como principais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME, pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, transformação, transporte, distribuição e comercialização de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica. Adicionalmente, a Copel tem participação em consórcios, em empresas privadas e de economia mista, com o objetivo de desenvolver atividades, principalmente nas áreas de energia, telecomunicações 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).

As alterações em relação às participações societárias de 31.12.2018 foram a combinação de negócios apresentada na NE nº 1.2 e a constituição das seguintes Sociedade de Propósito Específico,:

- F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A.
- Sociedades que fazem parte do Complexo Eólico Jandaíra

Além disso, houve a diluição da participação societária da UEG Araucária, de modo que a Copel mudou o percentual de participação de 20% para 20,3% e a Copel GeT de 60% para 60,9%, diminuindo a participação dos não controladores para 18,8%.

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Renováveis S.A. (Copel REN) (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel Energia)	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 Ltda. (UEG)	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
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. (NE nº 1.2.1)	Florianópolis	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A. (c)	Curitiba/PR	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

(a) Está em estudo a possível incorporação das atividades operacionais e versão do patrimônio da Copel REN para a acionista ou a mudança de atividade principal.

(b) Fase pré-operacional.

(c) SPEs constituídas com 99,9% de participação da Copel GeT e 0,1% da Cutia. A transferência da totalidade das ações para a Copel GeT depende da Outorga das Autorizações pela Aneel e da assinatura dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs

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
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Projeto com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública, que aguarda decisão no TRF-4. Será instaurado procedimento arbitral institucional para discutir a liberação das obrigações contratuais sem ônus para as licitantes, com a consequente devolução dos bônus de assinatura, reembolso dos custos com garantia incorridos e liberação das garantias apresentadas.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	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
Copel Amec S/C Ltda. - em liquidação	Curitiba/PR	Serviços	48,0	Copel
Sercomtel S.A. Telecomunicações (a)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0	Copel
Dominó Holdings Ltda.	Curitiba/PR	Participação em sociedade	49,0	Copel Energia
Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A. (b)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	18,78	UEG

(a) Investimento reduzido a zero em virtude dos testes de recuperação de ativos.

(b) Fase pré-operacional.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação %	
	Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá (NE nº 18.5)	51,0	Eletrosul Centrais Elétricas S.A. (49,0%)
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 18.5.1)	30,0	Geração Céu Azul S.A (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

1.2 Combinação de negócio

1.2.1 Controlada adquirida - Uirapuru

Em março de 2019 a Copel GeT assinou Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás e a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS para transferência de 100% das ações da SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A., condicionada à aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE. Após atendidas as condicionantes, em 28.06.2019 a Copel GeT assumiu o controle da companhia. A SPE Uirapuru opera o Contrato de Concessão de Transmissão nº 002/2005, que corresponde a Linha de transmissão entre os municípios de Ivaiporã e Londrina, composta por 120 Km de linha de transmissão em 525 kV, com início da operação comercial em 09.07.2006. A aquisição desse empreendimento gerará sinergia na utilização dos recursos para operação e manutenção, proporcionando diluição de custos operacionais para o grupo.

1.2.2 Contraprestação transferida

A combinação de negócio ocorreu com o pagamento de R\$ 133.739, correspondente a 100% das ações da SPE Uirapuru, dos quais R\$ 142 foram pagos em dezembro de 2018 e o restante durante o primeiro semestre de 2019. Considerando o caixa adquirido da controlada no valor de R\$ 9.803, temos o efeito líquido no caixa da Companhia de R\$ 123.936 (R\$ 142 em 2018 e R\$ 123.794 em 2019). O montante pago está suportado pelas projeções dos fluxos de caixa descontados da operação do empreendimento adquirido.

No processo da aquisição foram identificados os valores justos dos ativos líquidos adquiridos, alocados no investimento, e o valor a título de direito de concessão, alocado no investimento no balanço da Copel GeT e no intangível no balanço consolidado.

O direito de concessão gerado na combinação de negócio consiste principalmente de sinergias e economias de escala esperadas e será amortizado durante o período remanescente da concessão, cujo vencimento ocorrerá em 04.03.2035.

Contraprestação transferida	Ativos líquidos adquiridos
Valor justo em 28.06.2019	113.709
Percentual da participação transferida	100%
Valor da contraprestação	133.739
Direito de concessão gerado na aquisição	20.030

1.2.3 Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data da aquisição

A Copel GeT mensurou, preliminarmente, o valor justo dos ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos na data da aquisição, conforme tabela a seguir:

	Valor contábil	Valor justo na data da aquisição
Ativos identificados	146.802	144.593
Caixa e equivalentes	9.803	9.803
Clientes	2.921	2.921
Tributos compensáveis	17	17
Ativos de contrato (a)	133.010	120.213
Outros ativos	1.051	1.051
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	10.588
Passivos assumidos	12.540	30.884
Fornecedores	6.115	6.115
Obrigações Trabalhistas	73	73
Tributos a pagar	320	320
Encargos setoriais	1.572	1.572
Impostos diferidos (a)	4.097	4.097
Passivo contingente - combinação de negócios	-	18.344
Outros passivos	363	363
Ativos líquidos adquiridos	134.262	113.709

(a) O valor contábil de ativos de contrato divulgado pela controlada adquirida foi ajustado as práticas da Companhia antes da alocação do valor justo na combinação de negócio.

1.2.4 Impacto das aquisições nos resultados consolidados

Caso essa combinação de negócio tivesse sido efetivada em 1º.01.2019, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 10.792, totalizando R\$ 16.255.066, e o lucro líquido consolidado do exercício aumentaria em R\$ 7.682, totalizando R\$ 2.070.551. A Administração considera que esses valores *pro forma* representam uma medida aproximada do desempenho consolidado e servem de ponto de referência para comparação em exercícios futuros.

1.2.5 Conclusão de combinação de negócio - Costa Oeste e Marumbi

Em 04.06.2019 a Companhia concluiu a combinação de negócios envolvendo as controladas Costa Oeste e Marumbi, divulgada nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2018, sem apurar diferenças relevantes aos valores apurados preliminarmente.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização das participações da Copel

Copel		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL	Termo de autorização nº 54/2003 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
	Termo de autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão e UHE Santa Clara	70	28.05.2037
	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	28.08.2033
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	20.01.2019
Paraná Gás (1.1.2 - a)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

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

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

2.1.1 Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina a data de 06.07.2024 como vencimento da concessão.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão, entendendo que o mesmo ocorria em 20.01.2019. Considerando que até esta data não ocorreu a prorrogação/licitação da concessão, a lei prevê que a concessionária poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas.

A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas questionam os efeitos da referida lei por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. A Compagás ajuizou ação judicial questionando o vencimento antecipado da concessão e em 30.10.2018 foi concedida a tutela provisória. A Companhia aguarda o julgamento do mérito da ação.

Considerando que a discussão não foi encerrada e a citada lei continua vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nestas demonstrações financeiras. Os impactos registrados estão apresentados a seguir:

31.12.2019	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	144.813	179.572	324.385
Intangível	127.598	(127.598)	-
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.181	1.234	10.415
Custos Operacionais			
Amortização	(28.854)	400	(28.454)

A Administração continuará envidando seus melhores esforços para proteger os interesses da Companhia, buscando equacionar da melhor forma os impactos da nova interpretação dada pelo Poder Concedente, bem como, buscando alternativas necessárias para a manutenção da concessão de forma sustentável.

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	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder	100	17.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	28.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	30.10.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	12.10.2025	
UHE Chaminé	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso	100	07.01.2031	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 36.2.6)	100	27.03.2019	
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) (NE nº 36.2.6)	100	17.09.2023	
UHE São Jorge (NE nº 36.2.6)	100	05.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	16.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	05.05.2030	
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	05.01.2046	
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 Eurús IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurús 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	24.04.2030
PCH Bela Vista (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100,0	02.01.2041
Jandaíra I Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-
Jandaíra II Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-
Jandaíra III Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-
Jandaíra IV Energias Renováveis (a)	Aguardando publicação de Portaria pela Aneel	100,0	-

(a) Empreendimento em construção.

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

(a) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

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

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

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi aprovada pela Administração em 25.03.2020.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.3 Base de mensuração

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

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

3.4.1 Julgamentos

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

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

- NE nº 4.17.2 - Incerteza sobre Tratamentos de Impostos sobre o lucro Imposto de renda e contribuição social

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

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

- NEs nºs 4.3 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.4 e 10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NEs nºs 4.5 e 11 - Ativos de contrato;
- NEs nºs 4.8 e 18 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.9 e 19 - Intangível;
- NEs nºs 4.10, 18.7 e 18.8 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.11 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE nº 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 4.15 - Instrumentos financeiros derivativos;
- NE nº 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NEs nº 13.1.2 e 13.1.3 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NE nº 24 - Benefícios pós-emprego.

3.5 Julgamento da Administração quanto à continuidade operacional

A Administração concluiu não haver incertezas materiais que coloquem em dúvida a continuidade da Companhia. Não foram identificados eventos ou condições que, individual ou coletivamente, possam levantar dúvidas significativas quanto à capacidade de manter sua continuidade operacional.

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

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Base de consolidação

4.1.1 Método de equivalência patrimonial

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

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

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

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

4.1.2 Controladas

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

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

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

4.1.3 Participação de acionistas não controladores

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

4.1.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

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

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

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

4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

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

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

4.1.6 Combinação de negócios

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

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

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

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

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

4.2 **Instrumentos financeiros**

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

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

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

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

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

4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

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

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

4.3 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

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

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

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

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

4.4 Contas a receber vinculadas à concessão

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

4.4.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

4.4.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

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

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

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

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

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

4.4.4 Concessão de transmissão - remensuração dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

Refere-se ao direito a indenização do Contrato de concessão nº 060/2001 decorrente da Receita Anual Permitida - RAP não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017. O saldo é acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios (NE nº 10.4).

4.4.5 Concessão de geração de energia elétrica

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

4.5 Ativos de contrato

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

4.5.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

4.5.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

4.5.3 Concessão de transmissão de energia elétrica

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

Durante a vigência do contrato de concessão a Companhia recebe, condicionado ao seu desempenho, uma remuneração denominada Receita Anual Permitida - RAP que amortiza os investimentos realizados na construção da infraestrutura e também faz frente aos custos de operação e manutenção incorridos. Após o início da operação comercial e na medida em que o serviço de operação e manutenção é prestado, essa receita é reconhecida no resultado, mensalmente, e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção, referente a remuneração dos ativos construídos. Este valor faturado é reclassificado para a rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

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

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

4.6 Contas a pagar vinculadas à concessão

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

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

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

4.8 Imobilizado

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

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

4.9 Intangível

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

4.9.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

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

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

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

Ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei nº 13.203/2015, proveniente do valor excedente entre o montante recuperado do custo com o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (GSF), subtraído do custo total do prêmio de risco a amortizar no período de suprimento de energia no ambiente regulado. O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente a partir de 1º.01.2016 até o final do novo prazo de concessão, conforme demonstrado na NE nº 14.1.

4.9.3 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

4.9.4 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

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

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

4.9.5 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

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

4.9.6 Baixa de ativos intangíveis

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

4.10 Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.10.1 Ativos financeiros

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

A Companhia aplica a abordagem simplificada do IFRS 9 / CPC 48 para a mensuração de perdas de crédito esperadas para toda existência dos ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, considerando uma estimativa para perdas esperadas para todas as contas a receber de clientes, agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito, situação de vínculo e nos dias de atraso, no montante considerado suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

4.10.2 Ativos não financeiros

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

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

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

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

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

4.11 Provisões

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

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

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

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

4.12 Reconhecimento da receita

4.12.1 Receita de contratos com clientes

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

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

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

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

4.12.2 Receita de juros

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

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

4.13 Receita de construção e custo de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica e de distribuição de gás são reconhecidas ao longo do tempo com base no estágio de conclusão da obra no fim de cada período e mensuradas com base na proporção dos custos incorridos em relação aos custos totais estimados dos contratos de concessão de distribuição e transmissão.

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

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

A margem de construção adotada para a atividade de transmissão relativa aos exercícios de 2019 e de 2018 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

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

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE são reconhecidos pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são apurados pelo produto das sobras ou déficits de energia contabilizadas em determinado mês, pelo PLD - Preço de Liquidação das Diferenças

correspondente, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

4.15 Instrumentos financeiros derivativos

4.15.1 Operações de compra e venda de energia

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

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

4.15.2 Operações de compra a termo de moeda

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

4.16 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

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

4.17 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2019

4.17.1 CPC 06 (R2) / IFRS 16 - Arrendamentos

O pronunciamento substitui o CPC 06 (R1) / IAS 17 - Arrendamentos, bem como interpretações relacionadas (ICPC 03 / IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27). A adoção da nova norma elimina a contabilização de arrendamento operacional para o arrendatário, apresentando um único modelo de arrendamento que consiste em reconhecer inicialmente todos os arrendamentos no ativo e passivo a valor presente e reconhecer a amortização do ativo de direito de uso e os juros do arrendamento separadamente no resultado.

Método de transição

A Companhia aplicou o método de transição retrospectivo modificado, o qual não requer apresentação de informações comparativas. O passivo e o ativo de direito de uso são reconhecidos pelo valor presente das parcelas remanescentes. Diante do exposto, as informações referentes a exercícios anteriores continuam sendo apresentadas de acordo com a norma anterior.

A Companhia analisou seus contratos de arrendamento operacional, e aplicou o pronunciamento apenas aos contratos vigentes em 1º.01.2019 e que foram previamente identificados como arrendamentos.

Em conformidade com a CPC 06 (R2) / IFRS 16, a Companhia optou por adotar as isenções de reconhecimento prevista para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de até 12 meses), e arrendamentos de ativos de baixo valor, como por exemplo computadores, impressoras e móveis, cujos valores sejam inferiores a R\$ 18. Estes contratos são reconhecidos como custos e/ou despesas operacionais de arrendamento em base linear conforme previsto na norma, durante a vigência do contrato.

A Companhia possui contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica que preveem pagamento mínimo durante o período de estudo/construção e pagamento com base em remuneração variável durante o período de operação comercial. Para os contratos que na data da aplicação da norma estão sujeitos a pagamento mínimo, a Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamento. Já para os contratos que estão em operação comercial, a Companhia reconhece em sua demonstração de resultado, quando o evento ou a condição é atendida, como arrendamentos e aluguéis, em custos e/ou despesas operacionais.

Uso de julgamento

A Companhia considerou para todos os contratos de arrendamento com partes relacionadas e terceiros, a taxa de juros necessária para adquirir ativos em condições similares àqueles aluguéis contratados na data de assinatura. A taxa adotada pela Companhia considera o custo da última captação realizada, baseado no CDI (Certificado de Depósito Interbancário) somado a um *spread* de risco da Companhia. Na adoção inicial, a taxa utilizada foi de 9,10% a.a.

Efeitos na aplicação inicial

Os novos requerimentos do CPC 06 (R2) / IFRS 16 produziram os seguintes impactos no reconhecimento e apresentação dos contratos de arrendamento e aluguéis.

Demonstrações Financeiras	CPC 06 (R1) / IAS 17	CPC 06 (R2) / IFRS16
Balanco Patrimonial		
Ativo não circulante	-	Direito de uso de ativos
Passivo circulante e passivo não circulante	-	Passivo de arrendamento
Demonstração de Resultado		
Custos Operacionais	Arrendamentos e aluguéis	Amortização do direito de uso de ativos
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	Arrendamentos e aluguéis	Amortização do direito de uso de ativos
Despesa Financeira	-	Juros sobre o passivo de arrendamento
Demonstração de Fluxo de Caixa		
Pagamentos de juros de passivos de arrendamento	-	Atividade operacional
Pagamentos de principal de passivos de arrendamento	-	Atividade de financiamento

A adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 para arrendamentos anteriormente classificados como arrendamentos operacionais de acordo com a CPC 06 (R1) / IAS 17 resultou em: aumento de ativo e passivo no valor de R\$ 118.022, aumento da amortização no valor de R\$ 34.205 e da despesa com juros no valor de R\$ 9.675 (NE nº 28) e na redução de Outros custos e despesas operacionais no valor de R\$ 40.076.

4.17.2 ICPC 22/IFRIC 23 - Incerteza sobre Tratamentos de Impostos sobre o lucro

Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Conforme atendidos determinados requisitos, como por exemplo quando for mais provável que a autoridade fiscal não aceite determinado tratamento, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido, ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, considerando esta incerteza.

A Companhia avaliou seus tratamentos de tributos sobre o lucro e concluiu a que aplicação da norma não gerou impacto em seus resultados.

4.18 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir de 1º.01.2020 estarão vigentes alterações nos seguintes pronunciamentos, sem impactos significativos nas demonstrações contábeis Companhia:

- (i) CPC 00 (R2) Estrutura conceitual para relatório financeiro (*Conceptual framework*);
- (ii) Revisão anual do CPC nº 14/2019: alterações nos pronunciamentos decorrentes da revisão do CPC 00, alteração na definição de negócios no CPC 15 (R1) / IFRS 3 e alteração da definição de materialidade no CPC 26 (IAS 1) e no CPC 23 (IAS 8).

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e bancos conta movimento	196	2.044	263.188	167.728
Aplicações financeiras de liquidez imediata	25.108	312.959	2.678.539	1.780.681
	25.304	315.003	2.941.727	1.948.409

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

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 78% e 100,8% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 52 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	90	123.560	225.804	286.855
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	90% a 101% do CDI	-	-	50.216	50.629
Operação Compromissada	96,5% do CDI	-	-	3.632	6.116
Letras do Tesouro Nacional - LTN	CDI	-	-	1.696	-
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	733	696
		90	123.560	282.081	344.296
	Circulante	90	123.560	3.112	124.862
	Não circulante	-	-	278.969	219.434

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2019	Saldo 31.12.2018
Consumidores					
Residencial	346.883	203.471	29.361	579.715	584.621
Industrial	184.959	30.440	83.320	298.719	365.020
Comercial	271.065	63.557	29.364	363.986	372.914
Rural	77.716	20.419	5.136	103.271	89.634
Poder público	44.608	7.523	3.716	55.847	56.920
Iluminação pública	38.470	51	2	38.523	39.114
Serviço público	43.660	882	441	44.983	42.702
Fornecimento não faturado - cativos	516.203	-	-	516.203	478.328
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	124.151	16.280	63.761	204.192	197.951
Subsídio baixa renda - Eletrobras	12.174	-	-	12.174	11.958
Consumidores livres	128.689	4.066	1	132.756	110.528
Outros créditos	42.433	23.362	82.580	148.375	138.116
	1.831.011	370.051	297.682	2.498.744	2.487.806
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	183.973	74	7.416	191.463	186.252
Contratos regulados	148.410	4.289	6.793	159.492	66.294
CCEE (7.2)	196.047	-	119.665	315.712	323.657
Suprimento de energia elétrica	528.430	4.363	133.874	666.667	576.203
Encargos de uso da rede elétrica	203.125	4.511	7.946	215.582	208.060
Telecomunicações	50.752	10.094	6.458	67.304	62.985
Distribuição de gás	90.510	9.228	11.288	111.026	103.340
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(5.966)	(11.486)	(359.304)	(376.756)	(331.388)
	2.697.862	386.761	97.944	3.182.567	3.107.006
Circulante				3.120.168	2.944.091
Não circulante				62.399	162.915

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2019, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,26% a 2,81% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Saldo a receber pelas controladas de geração, comercialização e distribuição de energia elétrica 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.

A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida da UHE de Colíder seja postergada (NE nº 18.4).

Do montante apurado pela CCEE, para a parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há constituição de perdas de crédito esperadas no valor de R\$ 119.665 (NE nº 7.3).

7.3 Perdas de créditos esperadas

As perdas de créditos esperadas são constituídas com base na análise dos riscos de realização dos créditos em montante considerado suficiente para fazer face às eventuais perdas na realização da conta clientes, considerando critérios específicos do histórico de pagamento, das ações de cobrança realizadas para a recuperação do crédito e a relevância do valor devido na carteira de recebíveis.

A Companhia considera o total registrado das perdas de crédito esperadas suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos, conforme a composição abaixo:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Efeito dos novos CPCs	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2018	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2019
Consumidores								
Residencial	22.532	(5.708)	62.274	(57.376)	21.722	71.794	(51.692)	41.824
Industrial	78.779	4.394	10.367	(6.343)	87.197	33.772	(23.015)	97.954
Comercial	59.275	16.973	10.318	(16.849)	69.717	27.866	(26.658)	70.925
Rural	2.731	1.646	3.734	(4.301)	3.810	1.499	(1.920)	3.389
Poder público	4.835	3.262	(1.313)	(1.910)	4.874	435	(419)	4.890
Iluminação pública	40	389	(304)	(5)	120	(117)	-	3
Serviço público	19	460	8	(288)	199	145	(79)	265
Não faturado - cativos	-	1.573	(71)	-	1.502	(322)	-	1.180
Ajuste a valor presente	-	(4.048)	1.165	-	(2.883)	1.442	-	(1.441)
	168.211	18.941	86.178	(87.072)	186.258	136.514	(103.783)	218.989
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	14.189	4.155	(8.860)	(10)	9.474	11.608	(657)	20.425
	133.854	4.155	(8.860)	(10)	129.139	11.608	(657)	140.090
Telecomunicações	1.511	(1.233)	12.749	(9.148)	3.879	13.292	(12.022)	5.149
Distribuição de gás	6.254	-	6.017	(159)	12.112	1.063	(647)	12.528
	309.830	21.863	96.084	(96.389)	331.388	162.477	(117.109)	376.756

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

As perdas de créditos esperadas são apresentadas em despesas com vendas, no grupo de Perdas de créditos, provisões e reversões. Recuperações subsequentes de valores previamente baixados são creditadas também em despesas com vendas, no grupo de Outros custos e despesas operacionais, líquidos.

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram, em 31.10.2017, o quinto termo aditivo do contrato de negociação da Conta de Resultados a Compensar - CRC. O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos das parcelas mensais de juros previstas até dezembro de 2017. Encerrado o período de carência, o Estado do Paraná vem cumprido os pagamentos nas condições contratadas, restando 64 parcelas mensais. O saldo do contrato é atualizado pela variação do IGP-DI e juros de 6,65% a.a.

8.1 Mutação do CRC

Saldo em 1.01.2018	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2018	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2019
1.516.362	93.009	95.788	(260.117)	1.445.042	87.710	96.519	(278.586)	1.350.685
Circulante				190.876	219.236			
Não circulante				1.254.166	1.131.449			

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2021	233.817
2022	249.367
2023	265.951
2024	283.638
Após 2024	98.676
1.131.449	

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

O saldo em 31.12.2019 é composto por montantes relativos à amortização referente ao reajuste tarifário 2019, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa, e pelos ciclos em constituição (reajuste tarifário 2020 e revisão tarifária per dica 2021), cujos valores são homologados pela Aneel nos próximos eventos tarifários.

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

Consolidado	31.12.2019		31.12.2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	274.495	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	278.072	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	28.100	-
Transporte de energia de Itaipu	-	-	8.312	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(240.248)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	16.434	-
Proinfa	-	-	3.007	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	42.605	-
Sobrecontratação	-	-	(46.972)	-
Risco hidrológico	-	-	(175.117)	-
Devoluções tarifárias	-	-	(36.840)	-
Ajuste CVA Angra III	-	-	6.272	-
Outros	-	-	5.429	-
	-	-	163.549	-
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	235.192	-	176.198	176.198
Energia elétrica para revenda - Itaipu	342.647	-	304.086	304.086
Transporte de energia pela rede básica	(47.214)	-	(29.307)	(29.307)
Transporte de energia de Itaipu	9.937	-	7.469	7.469
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(160.277)	-	(120.862)	(120.862)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	98.722	-	71.325	71.325
Proinfa	8.528	-	(10)	(9)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	29.690	-	40.212	40.211
Compensação acordos bilaterais CCEAR	-	-	-	-
Sobrecontratação	(116.673)	-	(95.722)	(95.722)
Risco hidrológico	(119.416)	-	(71.958)	(71.958)
Devoluções tarifárias	(43.538)	-	(23.796)	(23.796)
Outros	(448)	-	-	-
	237.150	-	257.635	257.635
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	15.298	15.298	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	225.340	225.340	-	-
Transporte de energia pela rede básica	30.126	30.126	-	-
Transporte de energia de Itaipu	7.227	7.227	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(52.336)	(52.336)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	27.103	27.103	-	-
Proinfa	(30)	(30)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	9.408	9.408	-	-
Compensação acordos bilaterais CCEAR	20.096	20.096	-	-
Sobrecontratação	(25.725)	(25.725)	-	-
Risco hidrológico	(113.872)	(113.872)	-	-
Devoluções tarifárias	(24.215)	(24.216)	-	-
	118.420	118.419	-	-
	355.570	118.419	421.184	257.635
Consolidado				
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(102.284)	-	(96.531)
	-	(102.284)	-	(96.531)
	-	(102.284)	-	(96.531)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 31.12.2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2019
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	886.243	533.057	(670.501)	44.528	-	793.327
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	626.891	358.200	(546.801)	29.909	(202.411)	265.788
Transporte de energia pela rede básica	(30.514)	22.917	23.688	(3.053)	-	13.038
Transporte de energia comprada de Itaipu	23.250	19.531	(19.692)	1.302	-	24.391
ESS (9.2.4)	(481.972)	(188.280)	427.177	(21.874)	-	(264.949)
CDE (9.2.3)	159.084	110.752	(127.190)	10.282	-	152.928
Proinfa	2.989	17.396	(12.636)	719	-	8.468
Outros componentes financeiros						
Neutralidade (9.2.5)	123.028	(1.122)	(74.698)	1.298	-	48.506
Compensação acordos bilaterais CCEAR	5.237	80.385	(45.430)	-	-	40.192
Ajuste CVA Angra III	6.272	-	(6.272)	-	-	-
Risco hidrológico (9.2.6)	(319.033)	(324.504)	304.197	(7.820)	-	(347.160)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	(180.963)	(89.327)	83.900	(7.863)	-	(194.253)
Sobrecontratação (9.2.8)	(238.416)	(22.166)	173.087	(5.774)	(74.854)	(168.123)
Outros	192	(905)	294	(29)	-	(448)
	582.288	515.934	(490.877)	41.625	(277.265)	371.705
Ativo circulante	421.184					355.570
Ativo não circulante	257.635					118.419
Passivo não circulante	(96.531)					(102.284)

Consolidado	Saldo em 31.12.2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2018
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	537.704	661.144	(348.586)	35.981	-	886.243
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	497.885	710.482	(129.555)	31.053	(482.974)	626.891
Transporte de energia pela rede básica	47.239	(36.959)	(43.101)	2.307	-	(30.514)
Transporte de energia comprada de Itaipu	12.923	21.526	(12.194)	995	-	23.250
ESS	(591.408)	(302.226)	443.817	(32.155)	-	(481.972)
CDE	(141.893)	231.308	69.851	(182)	-	159.084
Proinfa	(5.188)	6.111	2.024	42	-	2.989
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	121.247	100.280	(100.661)	2.162	-	123.028
Ajuste CVA Angra III	48.193	8.482	(57.214)	6.811	-	6.272
Risco hidrológico	(187.928)	(310.975)	189.289	(9.419)	-	(319.033)
Devoluções tarifárias	(145.774)	(80.493)	52.290	(6.986)	-	(180.963)
Sobrecontratação	(136.325)	(54.421)	(37.176)	(10.494)	-	(238.416)
Outros	3.024	11.193	(8.892)	104	-	5.429
	59.699	965.452	19.892	20.219	(482.974)	582.288
Ativo circulante	171.609					421.184
Ativo não circulante	171.609					257.635
Passivo circulante	(192.819)					-
Passivo não circulante	(90.700)					(96.531)

9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da UHE de Itaipu é vendida por meio de cotas-parte às concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com seus mercados, cujo valor é fixado em dólares por quilowatt de potência mensal contratada (US\$/kW). As faturas são pagas em moeda nacional sendo utilizada para conversão a taxa média de venda calculada pelo Banco Central do Brasil, no dia útil imediatamente anterior ao do pagamento da fatura.

9.2.2 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

O saldo constituído reflete a diferença entre o preço médio de pagamento relativo ao custo de compra de energia e o preço médio de cobertura tarifária, devido, principalmente, aos efeitos da contratação por disponibilidade (ECD) - associado ao despacho de usinas térmicas e à geração dos empreendimentos eólicos e pelo repasse do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física, bem como os empreendimentos que firmaram o termo de repactuação.

9.2.3 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo de CDE em 2019 é resultado do valor superior das cotas de pagamento mensal, excetuando-se, neste caso, os descontos da CDE decorrentes de liminares, homologadas pela Aneel (NE nº 32.3.1), em relação à cota regulatória prevista na tarifa de energia.

9.2.4 Encargos de Serviços do Sistema - ESS

O objetivo do ESS é a cobertura dos custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema elétrico. Sua apuração é realizada mensalmente pela CCEE e pago pela distribuidora e por agentes de geração. O saldo passivo de ESS e constituído em 2019 é resultado do valor inferior do montante pago em relação ao valor previsto em tarifa, principalmente pela variação dos custos relativos ao despacho de usinas térmicas.

9.2.5 Neutralidade

A neutralidade da Parcela A corresponde à estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais, energia, transporte, componentes financeiros e receitas irrecuperáveis, não faturados pela tarifa vigente, e deve ser entendida como a garantia de repasse aos consumidores de todos os componentes sobre os quais a distribuidora não possui poder de gestão.

9.2.6 Risco hidrológico

No reajuste tarifário de 2019 foi calculada a cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, atualizada pela Selic.

9.2.7 Devoluções tarifárias

A Aneel, pelo Despacho nº 245 de 28.01.2016, em alinhamento aos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, submódulo 2.1 - Procedimentos Gerais, determinou que os valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, anteriormente registrados como obrigações especiais, devem ser contabilizados como passivos financeiros setoriais.

9.2.8 Sobrecontratação

Para o cálculo do repasse da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo é necessária a apuração dos resultados no mercado de curto prazo da distribuidora com dados disponibilizados pela CCEE. Ainda que mecanismos de gerenciamento da contratação tenham contribuído para reduzir significativamente o risco de sobrecontratação, os indicadores associados à oferta e demanda apontam para a ocorrência de 105,8% para a Copel Distribuição.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	836.818	783.023
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	324.385	322.259
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	647.984	625.772
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	739.269	753.826
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.5)	69.182	65.811
	2.617.638	2.550.691
	Circulante	58.842
	Não circulante	2.558.796
		53.177
		2.497.514

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2018	684.206
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	66.380
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.334)
Reconhecimento do valor justo	35.306
Baixas	(1.535)
Em 31.12.2018	783.023
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	28.987
Transferências de investimento	348
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.578)
Reconhecimento do valor justo	26.231
Incorporações (a)	(75)
Baixas	(118)
Em 31.12.2019	836.818

(a) Incorporação de bens e equipamentos por meio de transferência não onerosa, cujos valores foram classificados no Contas a receber vinculadas à concessão e no Intangível (NE nº 19.1).

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

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2018	303.668
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	6.399
Reconhecimento do valor justo	12.193
Baixas	(1)
Em 31.12.2018	322.259
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	16.574
Transferência para o ativo intangível (NE nº 19.3)	(24.835)
Reconhecimento do valor justo	10.415
Baixas	(28)
Em 31.12.2019	324.385

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

Em 1º.01.2018	606.479
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(66.693)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	85.986
Em 31.12.2018	625.772
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(69.192)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	91.404
Em 31.12.2019	647.984

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 - BO no montante de R\$ 574.827, conforme regras do Edital de Leilão Aneel nº 12/2015.

A energia elétrica em 2016 foi integralmente comercializada no ACR no Sistema de Cota de Garantia Física - CGF ou "regime de cotas" e, a partir de 2017 até o final da concessão, na proporção de 70% da energia no ACR e 30% no Ambiente de Contratação Livre - ACL.

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

10.4 Remensuração do ativo financeiro RBSE

Em 1º.01.2018	1.418.370
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.3)	(635.292)
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	82.640
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(111.892)
Em 31.12.2018	753.826
Remuneração	90.345
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(104.902)
Em 31.12.2019	739.269

Refere-se ao direito reconhecido, emergente do Contrato de concessão nº 060/2001 decorrente da Receita Anual Permitida - RAP não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017. O saldo é acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios.

Em 27.06.2017 a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.258, na qual estabeleceu a RAP para o ciclo tarifário 2017-2018, aplicando decisão judicial de 11.04.2017, relativa à ação movida por associações empresariais, que determina, em caráter provisório, a exclusão da parcela de “remuneração” prevista no artigo 15, parágrafo 2º, da Lei nº 12.783/2013. A mesma decisão foi aplicada para os demais ciclos tarifários. A remuneração em discussão judicial, concernente ao custo de capital próprio apurada dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017 a época do ingresso da ação é de R\$ 201.795.

Pautada na opinião de seus assessores jurídicos, a Copel GeT entende que esta é uma decisão provisória que não se volta contra o seu direito de receber os devidos valores referentes aos ativos RBSE e que estes estão assegurados pela lei. Diante disso, os recebíveis considerados no fluxo de recebimento desse ativo estão registrados no ativo não circulante.

10.5 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2018	68.859
Transferências para outros créditos - alienação de bens	(9.053)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	1.247
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	4.758
Em 31.12.2018	65.811
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	426
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	2.945
Em 31.12.2019	69.182

O saldo refere-se aos ativos de geração de energia elétrica, em decorrência do vencimento das concessões da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e o saldo residual dos ativos foram reclassificados para contas a receber vinculadas à concessão. Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto à homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

A variação ocorrida pela remensuração do fluxo de caixa destes ativos teve como contrapartida a conta Outras Receitas, dentro do grupo de Outros custos e despesas operacionais líquidos.

A Copel GeT manifestou tempestivamente à Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos àquela agência reguladora ocorreu em 17.12.2015. Para elaboração das informações, foi utilizada a metodologia do valor novo de reposição, conforme definido pela Resolução Normativa Aneel nº 596/2013.

11 Ativos de contrato

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	844.284	640.500
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	26.734	25.718
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	3.180.366	2.767.012
	4.051.384	3.433.230
Circulante	107.443	85.019
Não circulante	3.943.941	3.348.211

Até 31.12.2017, os saldos dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica eram classificados como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12, e os saldos de obras em curso de distribuição de energia e gás canalizado eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

Em 1º.01.2018, com a entrada em vigor do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12, a Companhia passou a classificar estes saldos como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva, conforme mutações apresentadas a seguir.

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2018	-	-	-
Transferências do intangível (NE nº 19.1)	714.446	(26.100)	688.346
Aquisições	797.832	-	797.832
Participação financeira do consumidor	-	(106.764)	(106.764)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	4.320	-	4.320
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(775.701)	107.679	(668.022)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(67.310)	930	(66.380)
Baixas	(8.832)	-	(8.832)
Em 31.12.2018	664.755	(24.255)	640.500
Aquisições	1.021.644	-	1.021.644
Participação financeira do consumidor	-	(104.067)	(104.067)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.823	-	1.823
Transferências de/para o intangível (NE nº 19.1)	(771.844)	93.164	(678.680)
Transferências de/para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(33.075)	4.088	(28.987)
Baixas	(7.949)	-	(7.949)
Em 31.12.2019	875.354	(31.070)	844.284

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no exercício de 2019 totalizaram R\$ 6.838, à taxa média de 0,28% a.a. (R\$ 5.435, à taxa média de 0,26% a.a., em 2018).

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2018	-
Transferências do intangível (NE nº 19.3)	19.471
Aquisições	15.618
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(2.042)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(6.399)
Baixas	(930)
Em 31.12.2018	25.718
Aquisições	17.590
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(16.574)
Em 31.12.2019	26.734

11.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2018	-
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão	1.497.399
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (NE nº 10.4)	635.292
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	258.908
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(243.247)
Transferências para o imobilizado	(501)
Transferência de depósitos judiciais e litígios	8.277
Remuneração	268.904
Receita de construção	297.018
Margem de construção	44.962
Em 31.12.2018	2.767.012
Efeito de combinações de negócios (NE nº 1.2)	117.942
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	282
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(286.158)
Transferências para o imobilizado	(3.353)
Transferência de litígios	(313)
Remuneração	368.514
Receita de construção	173.733
Margem de construção	42.707
Em 31.12.2019	3.180.366

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	460.635	14.793
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	228.593	165.973
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	142.941	112.003
Repasse CDE (12.2)	-	-	61.898	107.472
Adiantamento a fornecedores (b)	282	319	24.073	22.096
Alienações e desativações em curso	-	-	21.238	19.457
Adiantamento a empregados	463	453	20.427	21.201
Bandeira tarifária - CCRBT	-	-	19.545	28.725
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	15.597	19.591
Outros créditos	323	6.255	93.677	80.833
	8.512	14.471	1.088.624	592.144
Circulante	1.068	7.027	426.865	363.250
Não circulante	7.444	7.444	661.759	228.894

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

12.1 Créditos nas operações de aquisição de gás - Compagás

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais os contratos preveem a compensação futura. A Compagás tem o direito de utilizar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido até 2022. De acordo com as disposições contratuais e perspectivas de consumo, decorrentes da revisão dos projetos e cenários para os próximos anos, a Compagás estima compensar integralmente os volumes contratados no curso de sua operação. Os contratos com a Petrobras preveem o direito de alienação deste ativo. O vencimento da concessão está em discussão com o poder concedente, conforme descrito na NE nº 2.1.1.

12.2 Repasse CDE

O saldo em 31.12.2019 se refere a valores da CDE a serem repassados à Companhia para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado à Copel DIS referente ao período de junho de 2018 a maio de 2019, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.402/2018, foi de R\$ 62.699 mensais. Esse valor foi alterado para R\$ 51.200 mensais a partir de junho de 2019, pela Resolução Homologatória nº 2.559, de 18.06.2019, a qual homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

13.1.1 Imposto de renda e contribuição social

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

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

13.1.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

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

Controladora	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2018	no resultado	no resultado	31.12.2018	no resultado	no resultado	31.12.2019
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	86.732	13.391	-	100.123	4.315	-	104.438
Perdas de créditos esperadas	12.719	36.724	-	49.443	-	-	49.443
Amortização do direito de concessão	19.680	383	-	20.063	381	-	20.444
Provisão Finam	3.457	(2)	-	3.455	-	-	3.455
Benefícios pós-emprego	1.374	169	139	1.682	167	1.146	2.995
Outros	2.500	(769)	-	1.731	1.043	-	2.774
	126.462	49.896	139	176.497	5.906	1.146	183.549
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	18.349	3.910	-	22.259	(1.398)	-	20.861
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	3.615	726	-	4.341	(1.341)	-	3.000
Instrumentos financeiros	2.262	267	-	2.529	2.795	-	5.324
	24.226	4.903	-	29.129	56	-	29.185
Líquido	102.236	44.993	139	147.368	5.850	1.146	154.364

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Reconhecido no resultado	Efeito dos novos CPCs	Efeitos de combinação de negócios	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2018	Reconhecido no resultado	Combinação de negócios (NE nº 1.2)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2019
Ativo não circulante										
Provisões para litígios	514.358	55.123	-	3.696	-	573.177	(62.044)	6.237	-	517.370
Benefícios pós-emprego	293.611	15.080	-	-	19.994	328.685	13.285	-	63.444	405.414
<i>Impairment</i>	310.561	17.450	-	-	-	328.011	57.456	-	-	385.467
Provisão para P&D e PEE	156.325	(1.834)	-	-	-	154.491	10.840	-	-	165.331
Perdas de créditos esperadas	113.380	(6.838)	7.468	-	-	114.010	17.811	-	-	131.821
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	110.658	(39.518)	-	-	-	71.140	27.102	-	-	98.242
INSS - liminar sobre depósito judicial	60.856	6.154	-	-	-	67.010	4.190	-	-	71.200
Amortização do direito de concessão	48.722	4.617	-	-	-	53.339	5.005	-	-	58.344
Provisão para participação nos lucros	22.270	8.278	-	-	-	30.548	21.567	-	-	52.115
Contratos de concessão	24.906	(1.300)	-	-	-	23.606	(1.253)	-	-	22.353
Provisão para compra de energia	129.877	25.693	-	-	-	155.570	(137.531)	-	-	18.039
Outros	97.092	49.673	1.006	-	-	147.771	(4.512)	-	-	143.259
	1.882.616	132.578	8.474	3.696	19.994	2.047.358	(48.084)	6.237	63.444	2.068.955
(-) Passivo não circulante										
Contratos de concessão	535.726	68.475	-	9.457	-	613.658	99.817	(1.026)	-	712.449
Custo atribuído ao imobilizado	449.884	(34.559)	-	-	-	415.325	(34.116)	-	-	381.209
Instrumentos financeiros derivativos	-	5.030	-	-	-	5.030	65.915	-	-	70.945
Atualização de depósitos judiciais	55.328	8.839	-	-	-	64.167	(3.022)	-	-	61.145
Depreciação acelerada	26.401	6.281	-	-	-	32.682	17.640	-	-	50.322
Custo de transação - empréstimos e debêntures	21.538	9.589	-	-	-	31.127	981	-	-	32.108
Outros	34.877	851	-	-	-	35.728	6.849	-	-	42.577
	1.123.754	64.506	-	9.457	-	1.197.717	154.064	(1.026)	-	1.350.755
Líquido	758.862	68.072	8.474	(5.761)	19.994	849.641	(202.148)	7.263	63.444	718.200
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	915.492					1.007.061				1.011.866
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(156.630)					(157.420)				(293.666)

13.1.3 Realização dos créditos fiscais diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes está baseada no período médio de realização de cada item constante do ativo e passivo diferido, prejuízo fiscal e base negativa, baseadas nas projeções de resultados futuros. Estas projeções foram apreciadas pelo Conselho Fiscal em 17.03.2020 e aprovadas pelo Conselho de Administração em 25.03.2020.

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

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

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

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2020	2.114	(1.594)	329.177	(96.763)
2021	299	(1.033)	258.853	(98.388)
2022	299	(372)	143.599	(91.131)
2023	299	-	136.665	(102.510)
2024	299	-	84.208	(80.290)
2025 a 2027	897	-	158.702	(209.525)
2028 a 2029	179.342	(26.186)	957.751	(672.148)
	183.549	(29.185)	2.068.955	(1.350.755)

13.1.4 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2019, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 83.273 por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	103.977	96.072
PIS/Pasep e Cofins a compensar	-	321	98.942	64.200
Outros tributos a compensar	-	-	2.141	570
	-	321	205.060	160.842
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	74.568	50.306
PIS/Pasep e Cofins (13.2.1)	87.583	86.097	213.667	147.380
Outros tributos a compensar	14	13	33.776	33.714
	87.597	86.110	322.011	231.400
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	-	179.662	185.634
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	125.197	115.345
IRRF sobre JSCP	-	-	117.807	23.687
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.2.2)	-	-	49.310	46.777
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	18.063	64.974
Outros tributos	120	152	11.029	15.016
	120	152	501.068	451.433
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.817	2.602	209.747	197.413
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.2.2)	-	-	447.897	471.665
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	-	21.658
TCFRH (a)	-	-	-	101.821
Outros tributos	-	-	4.470	4.175
	2.817	2.602	662.114	796.732

(a) Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e do Aproveitamento de Recursos Hídricos - em decorrência da revogação da lei que instituiu a referida taxa, a Companhia, com base na opinião de seus assessores legais, concluiu que as condições para manter a provisão não estavam satisfeitas e reverteu o saldo, de modo que R\$ 97.664 foram registrados no resultado operacional (NE nº 33.6) e R\$ 4.157 no resultado financeiro.

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

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do PIS e da Cofins são apresentados deduzidos dos custos operacionais na demonstração do resultado.

Os créditos decorrentes da não cumulatividade do ICMS, PIS e da Cofins relacionados às aquisições de bens são apresentados deduzido do custo de aquisição dos respectivos ativos.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou no não circulante, de acordo com a previsão de sua realização.

13.2.1 Crédito de Pis/Pasep e Cofins sobre ICMS

Transitou em julgado a ação judicial em que a Compagás discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins. Diante da decisão favorável, a Companhia registrou o direito no valor de R\$ 143.618 na rubrica de Outros tributos a recuperar, com contrapartida de R\$ 105.184 na receita operacional (NE nº 32.1) e R\$ 38.434 na receita financeira (NE nº 34.1).

Além disso, a Copel DIS impetrou mandado de segurança solicitando a exclusão do valor do ICMS na base de cálculo das contribuições ao Pis e à Cofins. O referido processo encontra-se em fase final de recursos no Supremo Tribunal de Justiça sendo que a Companhia vem obtendo decisões favoráveis em todas as etapas anteriores do processo. A Companhia aguarda o trânsito em julgado da ação, a modulação dos efeitos pelo Supremo Tribunal Federal do Recurso Extraordinário nº 574.706, bem como o resultado final da Tomada de Subsídios nº 005/2020 da Aneel.

13.2.2 Programa Especial de Regularização Tributária - Pert

A Copel DIS aderiu ao Pert em 2017, considerando os benefícios oferecidos pelo programa em decorrência da mudança no regime de tributação da CVA, de regime de faturamento para regime de competência. O pagamento de 20% do débito ocorreu em 2017 e a partir de janeiro de 2018 iniciou-se o pagamento do saldo, em 145 parcelas mensais de R\$ 3.572, corrigido pela taxa Selic. Em dezembro de 2018 a Receita Federal do Brasil consolidou os débitos apresentados pela Companhia, que vem realizando o pagamento de suas parcelas tempestivamente.

13.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Lucro antes do IRPJ e CSLL	2.005.291	1.364.153	2.702.195	1.955.997
IRPJ e CSLL (34%)	(681.799)	(463.812)	(918.746)	(665.039)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	447.564	411.195	36.297	46.203
Juros sobre o capital próprio	218.620	95.200	222.848	98.917
Dividendos	192	280	192	280
Despesas indedutíveis	(107)	(30)	(16.571)	(9.322)
Incentivos fiscais	161	68	17.804	16.465
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(48.892)	(15.383)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	-	5.037
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	72.175	11.076
Outros	24	9	(4.433)	(227)
IRPJ e CSLL correntes	(21.195)	(2.083)	(433.555)	(580.065)
IRPJ e CSLL diferidos	5.850	44.993	(205.771)	68.072
Alíquota efetiva - %	0,8%	-3,1%	23,7%	26,2%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	3.180	12.574
Outros	30.515	31.535
	33.695	44.109
Circulante	33.563	40.819
Não circulante	132	3.290

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e com a regulamentação que trata do assunto, as usinas da Companhia, abaixo citadas, adquiriram o direito de recuperar parcialmente o custo com o fator de ajuste do MRE (GSF) incorridos em 2015, no montante de R\$ 33,55 por MW médio de energia elétrica para a classe do produto SP100, correspondente ao prêmio de risco por elas contratado (NE nº 4.9.2).

Os valores originalmente registrados quando da repactuação do risco hidrológico foram os apresentados a seguir:

Usina	Garantia física (MW médio)	Montante de energia elegível (MW médio)	Prazo de amortização da despesa antecipada	Prazo de extensão de outorga (intangível)	Valor do ativo a recuperar pela repactuação do GSF	Valor da despesa antecipada à amortizar com prêmio de risco futuro	Valor do intangível à amortizar pelo período da concessão
Mauá	100,827	97,391	1º.01.2016 a 30.06.2020	não aplicável	28.623	28.623	-
Foz do Areia	576,000	226,705	1º.01.2016 a 31.12.2016	24.05.2023 a 17.09.2023	66.628	17.222	49.406
Santa Clara e Fundão	135,400	134,323	1º.01.2016 a 22.04.2019	25.10.2036 a 28.05.2037	39.369	30.326	9.043
		458,419			134.620	76.171	58.449

A composição dos registros em 31.12.2019 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Amor- tização	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2018	Amor- tização	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2019
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(15.459)	9.394	9.394	(9.394)	3.180	3.180
Prêmio de risco - ativo não circulante	12.574	-	(9.394)	3.180	-	(3.180)	-
Intangível	45.745	(7.038)	-	38.707	(7.040)	-	31.667
	73.778	(22.497)	-	51.281	(16.434)	-	34.847
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	28.033			12.574			3.180
Extensão de prazo da outorga - intangível	45.745			38.707			31.667

15 Partes Relacionadas

	31.12.2019	Controladora 31.12.2018
Ativo circulante		
Controladas		
Compartilhamento de estrutura	6.039	8.134
Ativo não circulante		
Controladas		
Copel DIS (15.1)	108.983	104.751
Passivo circulante		
Controladas		
Compartilhamento de estrutura	696	755
Passivo não circulante		
Controladas		
Adiantamento - Elejor	145	-

15.1 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

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

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

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Fiscais	122.422	131.791	351.402	369.423
Trabalhistas	175	49	85.187	84.908
Cíveis				
Cíveis	-	-	53.260	63.484
Servidões de passagem	-	-	5.076	3.280
Consumidores	-	-	1.897	1.861
	-	-	60.233	68.625
Outros	1.622	-	7.368	5.334
	124.219	131.840	504.190	528.290

17 Investimentos

17.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1�.01.2019	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Saldo em 31.12.2019
Controladas							
Copel GeT	8.911.964	1.310.280	(25.539)	-	-	(447.000)	9.749.705
Copel DIS	5.908.755	701.393	(86.837)	-	-	(511.065)	6.012.246
Copel TEL	638.873	(151.040)	(9.905)	232.200	-	-	710.128
Copel REN	28.749	586	(160)	-	-	-	29.175
Copel Energia	83.468	135.306	(948)	25.385	-	(88)	243.123
UEG Araucária (17.2)	74.132	(20.166)	(1.192)	11.320	-	-	64.094
Compagás (17.2)	221.654	88.216	(651)	-	-	(24.472)	284.747
Elejor (17.2)	37.785	18.288	-	-	-	(26.071)	30.002
Elejor - direito de concessão	13.008	-	-	-	(754)	-	12.254
	15.918.388	2.082.863	(125.232)	268.905	(754)	(1.008.696)	17.135.474
Empreendimentos controlados em conjunto							
Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3)	110.568	(3.409)	-	2.940	-	-	110.099
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.405	-	-	-	(367)	-	10.038
	120.973	(3.409)	-	2.940	(367)	-	120.137
Coligadas							
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	9.853	-	-	-	(10.574)	28.423
Outras	2.062	1	-	123	-	-	2.186
	31.206	9.854	-	123	-	(10.574)	30.609
	16.070.567	2.089.308	(125.232)	271.968	(1.121)	(1.019.270)	17.286.220

Controladora	Saldo em 1�.01.2018	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito dos novos CPCs	Outros	Saldo em 31.12.2018
Controladas										
Copel GeT	8.409.370	884.568	(17.608)	237.000	-	-	(466.950)	(148.215)	13.799	8.911.964
Copel DIS	5.452.703	376.783	(21.897)	221.390	-	-	(104.381)	(15.843)	-	5.908.755
Copel TEL	483.195	24.449	1.270	147.125	-	-	(16.300)	(866)	-	638.873
Copel REN	28.579	33	137	-	-	-	-	-	-	28.749
Copel Energia	133.511	(4.838)	(305)	100	(45.000)	-	-	-	-	83.468
UEG Araucária (17.2)	89.240	(15.171)	63	-	-	-	-	-	-	74.132
Compagás (17.2)	202.857	30.405	95	-	-	-	(11.703)	-	-	221.654
Elejor (17.2)	43.208	53.432	-	-	-	-	(58.855)	-	-	37.785
Elejor - direito de concessão	13.762	-	-	-	-	(754)	-	-	-	13.008
	14.856.425	1.349.661	(38.245)	605.615	(45.000)	(754)	(658.189)	(164.924)	13.799	15.918.388
Empreendimentos controlados em conjunto										
Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3)	74.998	(3.964)	-	39.534	-	-	-	-	-	110.568
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	-	-	(368)	-	-	-	10.405
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-
	85.774	(3.967)	-	39.534	-	(368)	-	-	-	120.973
Coligadas										
Dona Francisca Energética (17.4)	29.821	9.989	-	-	-	-	(10.666)	-	-	29.144
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.084	715	-	-	-	-	-	-	(13.799)	-
Outras (a)	2.503	(23)	-	9	-	-	-	-	(427)	2.062
	45.408	10.681	-	9	-	-	(10.666)	-	(14.226)	31.206
	14.987.607	1.356.375	(38.245)	645.158	(45.000)	(1.122)	(668.855)	(164.924)	(427)	16.070.567

(a) R\$ 427 decorrente da alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. em dezembro de 2018.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2019
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	110.568	(3.409)	2.940	-	-	-	-	110.099
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.405	-	-	-	(367)	-	-	10.038
Caiuá	74.639	4.800	-	-	-	(1.127)	-	78.312
Integração Maranhense	129.684	11.316	-	-	-	(2.284)	-	138.716
Matrinchã	673.216	48.634	-	-	-	(10.323)	-	711.527
Guaraciaba	356.941	18.312	-	(34.300)	-	(3.876)	-	337.077
Paranaíba	160.584	16.375	-	-	-	(2.986)	-	173.973
Mata de Santa Genebra	484.262	(41.716)	130.811	-	-	-	-	573.357
Cantareira	317.523	28.031	-	-	-	(7.286)	-	338.268
	2.317.822	82.343	133.751	(34.300)	(367)	(27.882)	-	2.471.367
Coligadas								
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	9.853	-	-	-	(10.574)	-	28.423
Foz do Chopim Energética (17.4)	8.227	13.924	-	-	-	(9.976)	-	12.175
Dominó Holdings	2.442	(280)	-	(735)	-	(1.181)	-	246
Outras	9.115	917	123	-	-	-	-	10.155
	48.928	24.414	123	(735)	-	(21.731)	-	50.999
Propriedades para investimento	1.342	-	-	-	(5)	-	(524)	813
Adiantamento para aquisição de investimento (NE nº 1.2.1)	142	-	133.597	-	-	-	(133.739)	-
	2.368.234	106.757	267.471	(35.035)	(372)	(49.613)	(134.263)	2.523.179

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito dos novos CPCs (17.1.1)	Outros (a)	Saldo em 31.12.2018
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)									
Voltaia São Miguel do Gostoso I	74.998	(3.964)	39.534	-	-	-	-	-	110.568
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.773	-	-	-	(368)	-	-	-	10.405
Paraná Gás	3	(3)	-	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste (NE nº 1.2)	33.646	3.041	-	-	-	-	-	(36.687)	-
Marumbi (NE nº 1.2)	85.341	6.971	-	-	-	-	-	(92.312)	-
Transmissora Sul Brasileira (NE nº 1.2)	64.360	1.161	-	-	-	-	-	(65.521)	-
Caiuá	56.037	5.034	-	-	-	(1.324)	14.892	-	74.639
Integração Maranhense	113.401	9.238	-	-	-	(2.022)	9.067	-	129.684
Matrinchã	835.819	50.411	-	-	-	(9.131)	(203.883)	-	673.216
Guaraciaba	418.320	35.321	-	-	-	(4.328)	(92.372)	-	356.941
Paranaíba	162.273	(16.510)	-	-	-	(2.976)	17.797	-	160.584
Mata de Santa Genebra	459.374	(2.541)	48.096	-	-	3.264	(23.931)	-	484.262
Cantareira	200.018	24.564	-	(35.280)	-	(1.461)	129.682	-	317.523
	2.514.363	112.723	87.630	(35.280)	(368)	(17.978)	(148.748)	(194.520)	2.317.822
Coligadas									
Dona Francisca Energética (17.4)	29.821	9.989	-	-	-	(10.666)	-	-	29.144
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.084	13.214	-	-	-	(18.071)	-	-	8.227
Dominó Holdings	2.457	(15)	-	-	-	-	-	-	2.442
Outras	9.556	(23)	9	-	-	-	-	(427)	9.115
	54.918	23.165	9	-	-	(28.737)	-	(427)	48.928
Propriedades para investimento	1.362	-	-	-	(5)	-	-	(15)	1.342
Outros investimentos	-	-	142	-	-	-	-	-	142
	2.570.643	135.888	87.781	(35.280)	(373)	(46.715)	(148.748)	(194.962)	2.368.234

(a) Do total, R\$ 36.687 e R\$ 92.312 referem-se a investimentos que passaram a ser Controladas; R\$ 65.521 referem-se a alienação do investimento; R\$ 427 decorrem da alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda.; e R\$ 15 refere-se a transferência para Outros créditos.

17.1.1 Adoção inicial do CPC 47/ IFRS 15

Até 31.12.2017, os Empreendimentos controlados em conjunto da Copel classificavam a infraestrutura de transmissão como ativo financeiro sob o escopo do ICPC 01 (R1)/IFRIC 12, mensurado ao custo amortizado. As Companhias reconheciam uma taxa de remuneração durante o período de construção, que era remensurada após a entrada em operação comercial, de acordo com os investimentos realizados, e ficava fixa até o final da concessão.

A partir da adoção inicial do CPC 47/ IFRS 15, com a definição da remuneração fixa no início do projeto, todas as variações ocorridas no período de construção passaram a ser imediatamente reconhecidas no resultado e não mais diluídas ao longo do tempo remanescente do contrato.

O ajuste no patrimônio líquido da Copel em 1º.01.2018, decorrente da remensuração do ativo de contrato de suas investidas, foi de R\$ 148.748, reconhecido por meio de equivalência patrimonial. Na transição, a Copel e suas investidas optaram por adotar a norma na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura, em conta do patrimônio líquido, considerando somente os contratos abertos anteriores à data de aplicação, conforme previsto no Apêndice C do CPC 47, em seus itens C3 (b) e C7.

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Eejaor		UEG Araucária	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
ATIVO	904.993	675.286	625.154	652.175	421.533	436.137
Ativo circulante	313.896	204.725	80.079	80.990	80.788	33.573
Ativo não circulante	591.097	470.561	545.075	571.185	340.745	402.564
PASSIVO	904.993	675.286	625.154	652.175	421.533	436.137
Passivo circulante	236.190	133.769	85.647	124.880	91.066	42.185
Passivo não circulante	110.475	106.900	496.648	473.318	14.727	23.290
Patrimônio líquido	558.328	434.617	42.859	53.977	315.740	370.662
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	866.884	588.532	218.421	293.942	52.216	524
Custos e despesas operacionais	(662.306)	(515.594)	(86.237)	(89.931)	(131.596)	(94.970)
Resultado financeiro	43.186	(2.411)	(92.728)	(89.301)	832	2.275
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	916	-
Tributos	(74.791)	(10.909)	(13.331)	(38.379)	(22.703)	16.316
Lucro (prejuízo) do exercício	172.973	59.618	26.125	76.331	(100.335)	(75.855)
Outros resultados abrangentes	(1.277)	187	-	-	132	-
Resultado abrangente do exercício	171.696	59.805	26.125	76.331	(100.203)	(75.855)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	54.760	66.017	51.839	127.108	(57.585)	(26.980)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(17.531)	(15.961)	(314)	(2.659)	(1.945)	(2.768)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	14.312	(43.980)	(56.533)	(119.468)	45.133	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	51.541	6.076	(5.008)	4.981	(14.397)	(29.748)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	90.155	84.079	42.886	37.905	21.516	51.264
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	141.696	90.155	37.878	42.886	7.119	21.516
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	51.541	6.076	(5.008)	4.981	(14.397)	(29.748)

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás: 49%	Eejaor: 30%	UEG Araucária: 18,80%	Consolidado
Em 1º.01.2018	194.901	18.518	89.242	302.661
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	29.213	22.899	(15.171)	36.941
Outros resultados abrangentes	91	-	63	154
Dividendos propostos	(11.243)	(25.224)	-	(36.467)
Em 31.12.2018	212.962	16.193	74.134	303.289
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	84.758	7.838	(19.673)	72.923
Outros resultados abrangentes	(626)	-	25	(601)
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(3.335)	-	(3.335)
Dividendos	(23.514)	(7.838)	-	(31.352)
Ganho com variação de participação em Controlada	-	-	4.874	4.874
Em 31.12.2019	273.580	12.858	59.360	345.798

17.3 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participação nos compromissos e passivos contingentes dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2019								
ATIVO	226.898	271.409	486.305	2.295.925	1.318.517	1.625.008	2.482.326	1.496.577
Ativo circulante	3.664	30.472	59.466	301.722	150.875	178.558	268.381	182.971
Caixa e equivalentes de caixa	1.494	3.968	6.570	85.293	44.805	20.338	48.395	60.252
Outros ativos circulantes	2.170	26.504	52.896	216.429	106.070	158.220	219.986	122.719
Ativo não circulante	223.234	240.937	426.839	1.994.203	1.167.642	1.446.450	2.213.945	1.313.606
PASSIVO	226.898	271.409	486.305	2.295.925	1.318.517	1.625.008	2.482.326	1.496.577
Passivo circulante	2.206	28.892	77.116	166.430	84.863	104.065	129.810	72.907
Passivos financeiros	-	7.584	13.468	82.665	33.102	60.399	93.643	48.619
Outros passivos circulantes	2.206	21.308	63.648	83.765	51.761	43.666	36.167	24.288
Passivo não circulante	-	82.699	126.095	677.398	545.742	810.847	1.208.089	733.326
Passivos financeiros	-	49.958	78.350	624.779	461.353	580.451	1.208.089	507.775
Outros passivos não circulantes	-	32.741	47.745	52.619	84.389	230.396	-	225.551
Patrimônio líquido	224.692	159.818	283.094	1.452.097	687.912	710.096	1.144.427	690.344
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	25.180	44.264	250.188	111.912	198.573	357.522	138.259
Custos e despesas operacionais	(111)	(5.481)	(5.672)	(70.886)	(29.067)	(30.560)	(384.228)	(5.360)
Resultado financeiro	146	(4.557)	(6.594)	(59.794)	(42.548)	(54.154)	(99.186)	(46.190)
Equivalência patrimonial	(7.080)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(5)	(5.348)	(8.904)	(33.103)	(2.926)	(47.024)	42.627	(29.498)
Lucro (prejuízo) do exercício	(7.050)	9.794	23.094	86.405	37.371	66.835	(83.265)	57.211
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício	(7.050)	9.794	23.094	86.405	37.371	66.835	(83.265)	57.211
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	110.099	78.312	138.716	711.527	337.077	173.973	573.357	338.268

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2018								
ATIVO	227.867	261.951	465.801	2.199.434	1.295.670	1.574.846	2.365.160	1.443.693
Ativo circulante	2.344	26.471	47.347	326.557	229.693	165.072	202.253	161.328
Caixa e equivalentes de caixa	205	1.128	1	116.634	136.191	13.931	19.568	301
Outros ativos circulantes	2.139	25.343	47.346	209.923	93.502	151.141	182.685	161.027
Ativo não circulante	225.523	235.480	418.454	1.872.877	1.065.977	1.409.774	2.162.907	1.282.365
PASSIVO	227.867	261.951	465.801	2.199.434	1.295.670	1.574.846	2.365.160	1.443.693
Passivo circulante	2.216	24.955	73.856	137.627	79.701	104.599	124.606	60.964
Passivos financeiros	-	7.615	13.228	70.192	27.950	55.968	33.964	46.329
Outros passivos circulantes	2.216	17.340	60.628	67.435	51.751	48.631	90.642	14.635
Passivo não circulante	-	84.672	127.284	687.897	487.520	814.798	1.273.962	734.724
Passivos financeiros	-	57.028	91.342	683.316	482.125	612.854	934.650	532.179
Outros passivos não circulantes	-	27.644	35.942	4.581	5.395	201.944	339.312	202.545
Patrimônio líquido	225.651	152.324	264.661	1.373.910	728.449	655.449	966.592	648.005
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	25.129	42.379	272.103	181.665	(14.331)	514.591	195.441
Custos e despesas operacionais	(103)	(4.785)	(7.732)	(47.771)	(27.273)	(23.244)	(462.839)	(60.529)
Resultado financeiro	(170)	(5.017)	(7.817)	(61.910)	(35.036)	(57.977)	(59.507)	(58.402)
Equivalência patrimonial	(7.815)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	(5.053)	(7.974)	(59.544)	(47.273)	28.163	2.685	(26.379)
Lucro (prejuízo) do exercício	(8.088)	10.274	18.856	102.878	72.083	(67.389)	(5.070)	50.131
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(8.088)	10.274	18.856	102.878	72.083	(67.389)	(5.070)	50.131
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	110.568	74.639	129.684	673.216	356.941	160.584	484.262	317.523

Em 31.12.2019, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 5.936 (R\$ 81.263 em 31.12.2018) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 89.688 (R\$ 40.324 em 31.12.2018).

17.4 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participação nos passivos contingentes das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
ATIVO	130.883	134.141	61.635	106.736
Ativo circulante	13.406	12.493	31.054	73.786
Ativo não circulante	117.477	121.648	30.581	32.950
PASSIVO	130.883	134.141	61.635	106.736
Passivo circulante	4.344	4.231	2.354	57.603
Passivo não circulante	3.118	3.361	25.243	26.133
Patrimônio líquido	123.421	126.549	34.038	23.000
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	70.717	70.716	56.929	46.479
Custos e despesas operacionais	(25.957)	(25.268)	(16.278)	(2.020)
Resultado financeiro	475	366	621	(638)
Provisão para IR e CSLL	(2.454)	(2.446)	(2.346)	(6.880)
Lucro líquido do exercício	42.781	43.368	38.926	36.941
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente do exercício	42.781	43.368	38.926	36.941
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	28.423	29.144	12.175	8.227

Em 31.12.2019, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 78.793 (R\$ 61.341 em 31.12.2018).

18 Imobilizado

A Companhia e suas controladas registram no ativo imobilizado os bens utilizados nas instalações administrativas e comerciais, para geração de energia elétrica e para os serviços de telecomunicações. Ressalta-se que os investimentos em transmissão e distribuição de energia elétrica e distribuição de gás canalizado são registrados como ativos de contrato, ativo financeiro e/ou ativo intangível conforme o CPC 04/IAS 38, CPC 47/IFRS 15, e ICPC 01/IFRIC 12 (NE nºs 4.4, 4.5 e 4.9).

Na adoção inicial das IFRS, os ativos imobilizados foram avaliados ao valor justo com reconhecimento de seu custo atribuído.

De acordo com a regulamentação referente às concessões de serviços públicos de energia elétrica e das autorizações dos produtores independentes, os bens e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel nº 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2019	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2018
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.082.238	(4.405.546)	3.676.692	6.643.087	(4.216.613)	2.426.474
Máquinas e equipamentos	8.875.458	(2.871.568)	6.003.890	5.648.292	(2.674.150)	2.974.142
Edificações	1.962.033	(1.054.009)	908.024	1.500.990	(1.021.783)	479.207
Terrenos	490.071	(27.651)	462.420	375.286	(18.184)	357.102
Veículos e aeronaves	47.960	(44.876)	3.084	47.744	(41.978)	5.766
Móveis e utensílios	22.415	(14.466)	7.949	22.057	(12.642)	9.415
(-) Impairment (18.7 e 18.8)	(1.042.499)	-	(1.042.499)	(3.489)	-	(3.489)
(-) Obrigações especiais	(78)	35	(43)	(68)	27	(41)
	18.437.598	(8.418.081)	10.019.517	14.233.899	(7.985.323)	6.248.576
Em curso						
Custo	700.172	-	700.172	5.789.780	-	5.789.780
(-) Impairment (18.7 e 18.8)	(127.586)	-	(127.586)	(1.197.693)	-	(1.197.693)
	572.586	-	572.586	4.592.087	-	4.592.087
	19.010.184	(8.418.081)	10.592.103	18.825.986	(7.985.323)	10.840.663

18.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe-rências	Saldo em 31.12.2019
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.426.474	-	(188.334)	(42)	1.438.594	3.676.692
Máquinas e equipamentos	2.974.142	-	(409.571)	(141.902)	3.581.221	6.003.890
Edificações	479.207	-	(52.330)	-	481.147	908.024
Terrenos	357.102	-	(9.466)	(463)	115.247	462.420
Veículos e aeronaves	5.766	-	(3.482)	(128)	928	3.084
Móveis e utensílios	9.415	-	(2.007)	(9)	550	7.949
(-) Impairment (18.7 e 18.8)	(3.489)	61.112	-	-	(1.100.122)	(1.042.499)
(-) Obrigações especiais	(41)	-	8	-	(10)	(43)
	6.248.576	61.112	(665.182)	(142.544)	4.517.555	10.019.517
Em curso						
Custo	5.789.780	551.162	-	(15.540)	(5.625.230)	700.172
(-) Impairment (18.7 e 18.8)	(1.197.693)	(30.015)	-	-	1.100.122	(127.586)
	4.592.087	521.147	-	(15.540)	(4.525.108)	572.586
	10.840.663	582.259	(665.182)	(158.084)	(7.553)	10.592.103

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2018
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.566.727	-	(144.991)	(1)	4.739	2.426.474
Máquinas e equipamentos	2.665.935	-	(199.846)	(61.959)	570.012	2.974.142
Edificações	510.923	-	(35.932)	(500)	4.716	479.207
Terrenos	262.378	-	(2.897)	(83)	97.704	357.102
Veículos e aeronaves	10.342	-	(4.484)	(392)	300	5.766
Móveis e utensílios	5.514	-	(1.171)	(24)	5.096	9.415
(-) Impairment	(4.986)	1.497	-	-	-	(3.489)
(-) Obrigações especiais	(38)	-	9	-	(12)	(41)
	6.016.795	1.497	(389.312)	(62.959)	682.555	6.248.576
Em curso						
Custo	5.023.013	1.455.318	-	(5.491)	(683.060)	5.789.780
(-) Impairment	(1.210.358)	12.665	-	-	-	(1.197.693)
	3.812.655	1.467.983	-	(5.491)	(683.060)	4.592.087
	9.829.450	1.469.480	(389.312)	(68.450)	(505)	10.840.663

18.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no exercício de 2019 totalizaram R\$ 4.295, à taxa média de 0,11% a.a. (R\$ 4.229, à taxa média de 0,11% a.a., em 2018).

18.4 UHE Colíder

Em 09.03.2019, 07.05.2019 e 21.12.2019, entraram em operação comercial, respectivamente, as três unidades geradoras da usina, conforme Despachos Aneel nºs 673/2019, 1.273/2019 e 3.648/2019, todas com 100 MW de potência instalada.

Em decorrência de caso fortuito e de força maior a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade, para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida fosse postergada, o qual foi negado pela agência. A Copel GeT então protocolou, em 18.12.2017, ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência e, em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu integralmente a antecipação de tutela recursal requerida pela Copel GeT no Agravo de Instrumento para isentá-la de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios, sendo que no período entre 1º.01.2019 e 31.12.2019 a garantia física apurada representa 109,22 MW médios, tendo em vista o início parcial da operação comercial, ocorrido a partir de março de 2019. Para os períodos anteriores o contrato foi cumprido conforme descrito a seguir:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016, com entrega da energia suspensa em decorrência da liminar obtida pela Administração;
- em junho de 2016, com redução parcial por meio de acordo bilateral;
- de julho de 2016 a dezembro de 2018, com redução da totalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, por meio de acordo bilateral, e com participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits de Energia Nova - MCS-D-EN; e

- de janeiro a março de 2019, os contratos firmados em ambiente regulado passaram a estar vigentes novamente, no entanto a entrega de energia continuou suspensa, tendo em vista a liminar obtida pela Administração.

Em virtude do não julgamento do mérito da ação, foram reconhecidos no resultado até 31.12.2019 os efeitos contratuais tanto da receita, quanto do custo da energia para cobertura de seu lastro.

18.5 Operações em conjunto - consórcios

Os valores registrados no imobilizado referentes às participações da Copel GeT em consórcios estão demonstrados a seguir:

Empreendimento	Participação (%) Copel GeT	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2019	31.12.2018
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0			
Em serviço			859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(206.000)	(176.546)
Em curso			16.789	22.738
			670.706	706.109
UHE Baixo Iguaçu (18.5.1)	30,0			
Em serviço			692.593	-
(-) Depreciação Acumulada		3,27	(19.038)	-
Em curso			49.240	717.599
			722.795	717.599
			1.393.501	1.423.708

18.5.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel detém 30% de participação no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi. O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada de 350,2 MW e garantia física de 171,3 MW médios localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná. A usina encontra-se 100% em operação comercial, tendo o início da geração comercial das unidades 1 e 2 ocorrido em fevereiro de 2019 e da unidade 3 em abril de 2019.

18.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

O empreendimento eólico Cutia, localizado no Estado do Rio Grande do Norte, está dividido em dois grandes complexos:

- Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com 180,6 MW de capacidade total instalada e 71,4 MW médios de garantia física. O complexo conta com 86 aerogeradores, todos em operação comercial.

- Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada e 54,8 MW médios de garantia física. O complexo conta com 63 aerogeradores, todos em operação comercial.

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

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

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

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso, embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica, crescimento da atividade econômica no país e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados.

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

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

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

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

Em 31.12.2019, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.473.886	(75.917)	(777.294)	1.620.675
Complexo Eólico Cutia	1.253.371	(59.214)	(54.104)	1.140.053
Consórcio Tapajós (a)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná	970.923	(53.762)	(237.576)	679.585
	4.712.644	(188.893)	(1.083.438)	3.440.313

(a) Projeto em desenvolvimento

Em 2018 e 2019 o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Impairment	Saldo em 1º.01.2019	Impairment	Transferência	Saldo em 31.12.2019
Em serviço						
UHE Colíder (18.7.1)	-	-	-	(45.547)	(731.747)	(777.294)
Complexo Eólico Cutia (18.7.2)	-	-	-	114.144	(168.248)	(54.104)
Complexo Eólico Bento Miguel (18.7.2)	-	-	-	87.370	(87.370)	-
Usinas no Paraná (18.7.3)	(4.986)	1.497	(3.489)	(13.534)	(112.756)	(129.779)
	(4.986)	1.497	(3.489)	142.433	(1.100.121)	(961.177)
Em curso						
UHE Colíder (18.7.1)	(683.021)	(48.244)	(731.265)	(482)	731.747	-
Complexo Eólico Cutia (18.7.2)	(224.510)	56.635	(167.875)	(373)	168.248	-
Complexo Eólico Bento Miguel (18.7.2)	(98.231)	13.610	(84.621)	(2.749)	87.370	-
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)	-	-	(14.464)
Usinas no Paraná (18.7.3)	(190.132)	(9.336)	(199.468)	(21.085)	112.756	(107.797)
	(1.210.358)	12.665	(1.197.693)	(24.689)	1.100.121	(122.261)
	(1.215.344)	14.162	(1.201.182)	117.744	-	(1.083.438)

18.7.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2019, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,45% a.a. (em 2018, 5,36% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Em função da postergação da entrada em operação da primeira turbina para março de 2019 (em 2018 considerava fevereiro de 2019), e de alterações nos custos operacionais e CAPEX da usina, foi reconhecida provisão adicional para perdas.

18.7.2 Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel

Em dezembro de 2019, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 7,24% a.a. (em 2018, 7,13% a.a.) que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação de cada empreendimento.

A reversão observada em ambos os complexos se justifica principalmente pela revisão dos planos de negócio, o que gerou redução de custos operacionais.

18.7.3 Usinas no Paraná

Em dezembro de 2019, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: (i) premissas e orçamentos da Companhia; e (ii) taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,45% a.a. (em 2018, 5,36% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Foi reconhecida provisão adicional para perdas em função da: (i) postergação da entrada em operação da usina de Figueira para novembro de 2020, (em 2018 considerava março de 2019); (ii) alterações nos custos operacionais e CAPEX das usinas.

18.7.4 Unidades geradoras de caixa que não apresentam *impairment*

As usinas que não sofreram *impairment* tem valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável ("VR") excede o valor contábil ("VC") dos ativos fixos. Além disso, a Companhia realizou análise de sensibilidade aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto demonstrada abaixo para avaliação do risco de *impairment* de cada usina.

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de <i>Impairment</i>
Ativos Eólicos					
Complexo Eólico São Bento	7,24%	9,09%	6,77%	4,52%	-
Complexo Eólico Brisa I	7,24%	35,66%	31,89%	28,30%	-
Complexo Eólico Brisa II	7,24%	36,07%	31,69%	27,54%	-
Ativos Térmicos					
UEG Araucária	7,76%	0,00%	-2,04%	-4,01%	11.412
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,45%	217,22%	215,52%	213,85%	-
Segredo	5,45%	205,09%	200,80%	196,60%	-
Caxias	5,45%	153,49%	149,69%	145,98%	-
Guaricana	5,45%	31,09%	29,82%	28,56%	-
Chaminé	5,45%	80,03%	78,31%	76,62%	-
Apucarantina	5,45%	38,17%	36,77%	35,39%	-
Chopim I	5,45%	151,57%	146,48%	141,55%	-
São Jorge	5,45%	0,40%	-0,46%	-1,31%	44
Mauá	5,45%	83,84%	79,69%	75,68%	-
Cavernoso II	5,45%	17,10%	14,23%	11,47%	-
Bela Vista	5,45%	66,92%	54,22%	42,31%	-
Elejor	7,00%	48,34%	44,52%	40,85%	-

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

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

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

18.8 Imobilizado da Copel Telecomunicações

A Administração da Companhia monitora continuamente o ambiente de negócio do segmento de telecomunicações com especial atenção à alguns fatores como o aumento de competitividade do setor, o alto grau de investimento necessário para preservação da carteira de clientes e o retorno esperado deste segmento.

Considerando que alguns destes fatores influenciam diretamente nas expectativas de geração de caixa e retorno esperado, somado à decisão da Administração de avaliar a alienação do segmento telecomunicações, inclusive com a contratação recente de assessores para tal fim, a Companhia reavaliou os indicadores de recuperação e consequentemente suas estimativas referentes à capacidade do ativo imobilizado deste segmento em continuar gerando benefício econômico futuro. Diante deste novo ambiente de negócio, a Administração concluiu ser necessária a constituição de perdas estimadas e o reconhecimento de perdas por desativação de equipamentos e serviços, especificamente para alguns grupos de ativos, observando novas informações e também a experiência da Companhia na gestão deste segmento. Em 31.12.2019, foram registrados R\$ 87.399 como perdas estimadas por redução ao valor recuperável de ativos - *impairment* (NE nº 33.4) e R\$ 124.067 referentes à baixas e remensuração dos valores decorrentes de desativação de ativos (NE nº 33.6). Para o cálculo do valor em uso, foram considerados premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 6,57% a.a.

18.9 Novos empreendimentos em construção

18.9.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 200.000, o empreendimento, que tem 29,4 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios, será construída 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 das três unidades geradoras está prevista para os meses de fevereiro, março e abril de 2021, respectivamente.

18.9.2 Complexo eólico Jandaíra

Com um investimento estimado em R\$ 400.000, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, será 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.

As obras tem previsão de início em maio de 2020, sendo que a entrada em operação do empreendimento está prevista entre maio de 2022 a julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.

18.10 Taxas de depreciação

Taxas de depreciação (%)	31.12.2019	31.12.2018
Taxas médias do segmento de geração (18.10.1)		
Equipamento geral	6,33	6,25
Máquinas e equipamentos	3,67	3,56
Geradores	3,38	3,34
Reservatórios, barragens e adutoras	2,50	2,21
Turbina hidráulica	2,89	2,60
Turbinas a gás e a vapor	2,00	2,00
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	5,49	3,71
Taxas médias para ativos da Administração central		
Edificações	3,35	3,35
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,25
Veículos	14,29	14,29
Taxas do segmento de telecomunicações (18.10.2)		
Infraestrutura <i>backbone</i>	3% a 5%	3% a 5%
Infraestrutura <i>last mile</i>	17% e 25%	3% a 17%
Demais equipamentos de infraestrutura	7% a 20%	7% a 20%

18.10.1 Ativos com taxas de depreciação limitadas ao prazo de concessão

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

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

18.10.2 Ativos do segmento de telecomunicações

Em 2019, a Administração da Companhia julgou necessário reavaliar a estimativa de vida útil dos ativos relacionados diretamente ao atendimento ao cliente (*last mile*). Considerando o novo ambiente de negócio e a movimentação da carteira de clientes, a Administração julgou oportuno revisar as taxas de depreciação, observando de forma mais preponderante a obsolescência comercial, proveniente de mudanças do mercado em que o negócio de telecomunicações está inserido. Neste contexto, as principais alterações impactaram as classes de ativo de máquinas e equipamentos.

As alterações foram tratadas de forma prospectiva a partir de outubro de 2019 e acresceram a quota do exercício de 2019 em aproximadamente R\$ 15.688

19 Intangível

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	5.703.686	5.390.063
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	582.671	593.852
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	-	3.619
Outros intangíveis (19.4)	46.254	41.563
	6.332.611	6.029.097

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível		Obrigações especiais		Total
	em serviço	em curso	em serviço	em curso	
Em 1º.01.2018	7.907.965	714.446	(2.845.438)	(26.100)	5.750.873
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.1)	-	(714.446)		26.100	(688.346)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	775.701	-	(107.679)	-	668.022
Quotas de amortização - concessão (a)	(431.963)	-	130.388	-	(301.575)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.813)	-	-	-	(10.813)
Baixas	(28.098)	-	-	-	(28.098)
Em 31.12.2018	8.212.792	-	(2.822.729)	-	5.390.063
Incorporações (NE nº 10.1)	2.625	-	(2.550)	-	75
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	771.844	-	(93.164)	-	678.680
Transferências para investimento	(7)	-	-	-	(7)
Transferências para outros créditos	(1.520)	-	-	-	(1.520)
Quotas de amortização - concessão (a)	(461.370)	-	134.864	-	(326.506)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.740)	-	-	-	(10.740)
Baixas	(26.359)	-	-	-	(26.359)
Em 31.12.2019	8.487.265	-	(2.783.579)	-	5.703.686

(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.

Em conformidade com a ICPC 01 (R1) Contratos de Concessão, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrada no ativo intangível, líquida das obrigações especiais.

As obrigações especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, da União, Estados e Municípios, destinados a investimentos em empreendimentos vinculados à concessão, e não são passivos onerosos ou créditos do acionista.

19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2018	236.443	6.977	375.801	619.221
Outorga Aneel - uso do bem público	-	302	-	302
Combinação de negócios (NE nº 1.2)			4.845	4.845
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.311)	-	(13.205)	(30.516)
Capitalizações para intangível em serviço	7.279	(7.279)	-	-
Em 31.12.2018	226.411	-	367.441	593.852
Efeitos de combinações de negócios (NE nº 1.2)	-	-	20.113	20.113
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(16.944)	-	(14.350)	(31.294)
Em 31.12.2019	209.467	-	373.204	582.671

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

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

19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2018	24.417	19.471	43.888
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.2)	-	(19.471)	(19.471)
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	2.042	-	2.042
Quotas de amortização - concessão	(22.759)	-	(22.759)
Baixas	(81)	-	(81)
Em 31.12.2018	3.619	-	3.619
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	24.835	-	24.835
Quotas de amortização - concessão	(28.454)	-	(28.454)
Em 31.12.2019	-	-	-

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2018	22.693	16.149	38.842
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	-	37	37
Aquisições	-	7.589	7.589
Transferências do imobilizado	112	1.979	2.091
Capitalizações para intangível em serviço	9.448	(9.448)	-
Quotas de amortização (a)	(6.410)	-	(6.410)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(23)	-	(23)
Baixas	(190)	(373)	(563)
Em 31.12.2018	25.630	15.933	41.563
Aquisições	-	5.032	5.032
Transferências do imobilizado	(1.471)	10.217	8.746
Capitalizações para intangível em serviço	16.118	(16.118)	-
Quotas de amortização (a)	(8.646)	-	(8.646)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11)	-	(11)
Baixas	-	(430)	(430)
Em 31.12.2019	31.620	14.634	46.254

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.939	1.529	47.022	54.653
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	607	731	29.182	30.010
	2.546	2.260	76.204	84.663
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	1.945	-	3.330	1.308
Férias e 13º Salário	2.149	2.480	98.648	101.327
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	1.430	863	156.040	91.526
Programa de desligamentos voluntários	367	1.144	2.820	5.349
Outros	-	-	2	6
	5.891	4.487	260.840	199.516
	8.437	6.747	337.044	284.179

21 Fornecedores

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Energia elétrica	1.085.777	819.792
Materiais e serviços	520.647	384.300
Gás para revenda	79.174	95.478
Encargos de uso da rede elétrica	187.595	169.629
	1.873.193	1.469.199
	Circulante	1.685.280
	Não circulante	187.913
		49.956

22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado														
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2019	31.12.2018		
MOEDA ESTRANGEIRA														
Secretaria do Tesouro Nacional - STN														
Par Bond	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (22.1).	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	64.325	61.837		
Discount Bond				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	3,5% + 0,20%	3,5% + 0,20%	12.082	44.658	42.914		
Total moeda estrangeira											108.983	104.751		
MOEDA NACIONAL														
Banco do Brasil														
CCB 330.600.773	Copel DIS Copel DIS Copel DIS Copel DIS Copel DIS Copel HOL Copel HOL Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos.	11.07.2014	3	11.07.2019	Semestral	111,8% do DI	111,8% do DI	116.667	-	40.173		
CFX 17/35959-7				16.05.2017	2	06.05.2019	Trimestral	12,0%	12,0%	75.000	-	38.262		
CCB 21/00851-5				30.06.2017	2	13.06.2019	Trimestral	11,0%	11,0%	38.889	-	19.644		
CCB 17/35960-0				27.07.2017	2	17.07.2019	Trimestral	11,0%	11,0%	50.333	-	51.681		
CFX 17/35958-9				15.08.2017	2	05.08.2019	Trimestral	11,0%	11,0%	58.333	-	59.366		
NCI 330.600.132				28.02.2007	3	28.02.2019	Semestral	107,8% do DI	107,8% do DI	231.000	-	78.735		
CCB 306.401.381				19.12.2019	5	25.03.2022	Trimestral	120,00% do DI	126,99% do DI	640.005	640.530	648.953		
NCI 306.401.445				24.02.2017	2	15.02.2020	Semestral	124,5% do DI	136,15% do DI	77.000	39.446	79.225		
													679.976	1.016.039
Betrobras														
981/95	Copel DIS	Programa Nacional de Irrigação - Proni.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	22.12.1994	80	15.08.2019	Trimestral	8,0%	8,0%	1.169	-	49		
982/95				22.12.1994	80	15.11.2019	Trimestral	8,0%	8,0%	1.283	-	24		
983/95				22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	11	26	51		
984/95				22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	14	11	22		
985/95				22.12.1994	80	15.08.2021	Trimestral	8,0%	8,0%	61	11	17		
206/07		Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.		03.03.2008	120	30.08.2020	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,05%	109.642	5.953	14.882		
18.02.2010				120	30.12.2022	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,0%+ 1,0%	63.944	4.933	6.577			
												10.934	21.622	
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	13.410	15.298
3153-352	Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.		Cessão fiduciária de duplicatas.	01.11.2016	36	15.12.2021	Mensal	5,5 % acima da TJLP	5,5 % acima da TJLP	1.156	331	496		
											13.741	15.794		
Finep														
21120105-00	Copel Tel	Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (Ultra Wide Band UWB).	Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.	17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	4,0%	4,39%	35.095	2.626	5.778		
21120105-00				17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	3,5% + TR	3,88% + TR	17.103	2.219	4.881		
											4.845	10.659		
Notas Promissórias		Copel GeT	Pagamento da primeira parcela da 5ª emissão debêntures da Copel e reforço de caixa da Copel Get.	Aval da Copel.	12.05.2017	1	12.05.2019	Parcela única	117% do DI	117% do DI	500.000	-	572.419	
											-	572.419		
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	95.807	107.324		
											95.807	107.324		

(continua)

Consolidado													
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2019	31.12.2018	
BNDES													
820989.1	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	95.807	107.326	
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	21.090	24.344	
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	46.240	50.908	
13211061		Implantação da UHE Colder.	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	817.329	844.940	
13210331		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	11.385	12.659	
15206041		Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	22.419	24.477	
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.		28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	13.526	14.832	
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu		22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	196.827	162.229	
14205611-A		Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	7.611	14.591
14205611-B					15.12.2014	6	15.02.2021	Anual	2,09 acima da TR BNDES	2,09 acima da TR BNDES	17.821	8.288	11.992
14205611-C	15.12.2014				113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	35.267	43.097	
14205611-D	15.12.2014				57	15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	11	20	
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	45.582	49.336	
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	49.458	53.531	
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	41.388	45.158	
11211531	GE Boa Vista			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	30.598	33.385	
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	69.394	75.715	
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	74.112	80.862		
18204611	Cutia		Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	25.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	611.457	517.083	
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	19.203	21.291	
13212221 - B				03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	2.992	3.789	
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	24.627	27.134	
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	9.813	12.076	
Total moeda nacional											2.254.424	2.230.775	
											3.059.727	3.974.632	
											Divida bruta	3.168.710	4.079.383
											(-) Custo de transação	(26.327)	(32.076)
											Divida líquida	3.142.383	4.047.307
											Circulante	255.521	1.113.047
											Não Circulante	2.886.862	2.934.260

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo.

TR - Taxa referencial

22.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 57.968 (R\$ 52.717 em 31.12.2018), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 40.465 (R\$ 36.838 em 31.12.2018), destinadas a amortizar os valores de principal, correspondentes aos contratos da STN, quando da exigência de tais pagamentos, em 11.04.2024. Os valores são atualizados mediante aplicação da média ponderada das variações percentuais dos preços do Bônus de Zero Cupom do Tesouro dos Estados Unidos da América, pela participação de cada série do instrumento na composição da carteira de garantias de principal, constituídas no contexto do Plano Brasileiro de Financiamento de 1992.

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

Consolidado		31.12.2019	%	31.12.2018	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	4,02	108.983	3,47	104.751	2,59
		108.983	3,47	104.751	2,59
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	5,57	2.271.187	72,30	2.245.786	55,49
CDI	4,40	676.720	21,54	1.410.479	34,85
TR	0,00	2.202	0,07	4.842	0,12
IPCA	4,31	8.288	0,26	11.992	0,30
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	75.003	2,36	269.457	6,65
		3.033.400	96,53	3.942.556	97,41
		3.142.383	100,00	4.047.307	100,00

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

Controladora				Consolidado		
31.12.2019	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2021	512.004	(1.301)	510.703	706.500	(2.781)	703.719
2022	128.001	(445)	127.556	319.580	(2.061)	317.519
2023	-	-	-	191.584	(1.618)	189.966
2024	107.816	-	107.816	295.366	(1.625)	293.741
2025	-	-	-	185.009	(1.622)	183.387
Após 2025	-	-	-	1.211.911	(13.381)	1.198.530
	747.821	(1.746)	746.075	2.909.950	(23.088)	2.886.862

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2018	89.270	896.842	986.112
Encargos	5.038	64.406	69.444
Variação monetária e cambial	15.161	-	15.161
Amortização - principal	-	(77.000)	(77.000)
Pagamento - encargos	(4.718)	(85.614)	(90.332)
Em 31.12.2018	104.751	798.634	903.385
Encargos	5.599	57.250	62.849
Variação monetária e cambial	4.170	-	4.170
Amortização - principal	-	(115.500)	(115.500)
Pagamento - encargos	(5.537)	(63.664)	(69.201)
Em 31.12.2019	108.983	676.720	785.703

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2018	89.270	3.670.235	3.759.505
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi		66.775	66.775
Ingressos	-	1.314.766	1.314.766
Encargos	5.038	289.365	294.403
Variação monetária e cambial	15.161	11.936	27.097
Amortização - principal	-	(1.126.144)	(1.126.144)
Pagamento - encargos	(4.718)	(284.377)	(289.095)
Em 31.12.2018	104.751	3.942.556	4.047.307
Ingressos	-	796.296	796.296
Encargos	5.599	268.950	274.549
Variação monetária e cambial	4.170	6.907	11.077
Amortização - principal	-	(1.660.869)	(1.660.869)
Pagamento - encargos	(5.537)	(320.440)	(325.977)
Em 31.12.2019	108.983	3.033.400	3.142.383

22.5 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2019, todos os indicadores e condições acordadas foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações GE Boa Vista S.A. GE Farol S.A. GE Olho D'Água S.A. GE São Bento do Norte S.A.	Contrato de Cessão BNDES BNDES Finem nº 11211531 BNDES Finem nº 11211521 BNDES Finem nº 11211551 BNDES Finem nº 11211541	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 13212221	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

Financiamento a empreendimentos - Finem

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

23 Debêntures

Empresa	Emissão	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	31.12.2019	31.12.2018		
Copel	5ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	13.05.2014	3	13.05.2019	Semestral	111,5% da taxa DI	111,5% da taxa DI	1.000.000	-	336.341		
	6ª		28.06.2017		1	28.06.2019	Parcela única	117,0% da taxa DI	117,0% da taxa DI	520.000	-	586.230			
	7ª		19.01.2018		2	19.01.2021	Semestral	119,0% da taxa DI	125,18% do DI	600.000	617.378	619.998			
	8ª		14.06.2019		1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	500.906	-			
Copel GeT	1ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	15.05.2015	3	15.05.2020	Anual	113,0% da taxa DI	114,29% da taxa DI	1.000.000	346.906	696.593		
	2ª		13.07.2016		2	13.07.2019	Anual	121,0% da taxa DI	121,0% da taxa DI	1.000.000	-	517.565			
	3ª		20.10.2017		3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	1.011.691	1.014.685			
	4ª	23.07.2018	3		23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	1.030.054	1.032.762				
	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	308.464	295.448		
	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	818.406	-		
			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	205.677	-		
	Copel DIS	2ª	(a)		Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	27.10.2016	2	27.10.2019	Anual	124,0% da taxa DI	130,37% da taxa DI	500.000	-	253.226
		3ª			20.10.2017		2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	505.846	507.342	
		4ª			27.09.2018		3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	1.019.626	1.020.260	
5ª (série 1)		(c)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria 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% a.a.	IPCA+ 4,61% a.a.	500.000	506.180	-		
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	351.914	-		
Copel CTE	1ª	(a)	Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.	Fidejussória	15.10.2015	5	15.10.2024	Semestral	IPCA + 7,9633%	IPCA+ 8,1073%	160.000	195.429	188.278		
	2ª		15.07.2017		1	15.07.2022	Semestral	IPCA + 5,4329%	IPCA+ 6,1036%	220.000	246.355	237.214			
	3ª		15.05.2019		3	15.05.2024	Semestral	117,0% da taxa DI	119,58% da taxa DI	210.000	211.348	-			
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	119.171	128.242		
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	135.657	141.069		
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	352.829	-		
Compagás	2ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	33.620	6.001 5.782	8.973 8.678		
	3ª	(f)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	DI + Spread 0,88%a.a.	5,68%a.a.	43.000	44.746	-		
											Dívida bruta	8.540.366	7.592.904		
											(-) Custo de transação	(110.656)	(74.773)		
											Dívida líquida	8.429.710	7.518.131		
											Circulante	1.164.301	2.184.881		
											Não Circulante	7.265.409	5.333.250		

- (a) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografia, 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 quirografia, 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 e nominativas, com série única, em emissão privada, com colocação exclusiva para a BNDESPAR. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: BNDES Participações S.A - BNDESPAR.
- (f) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com distribuição pública de esforços restritos. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: Simplific Pavarini DTVM Ltda.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2019	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2021	300.000	(1.475)	298.525	1.851.659	(20.991)	1.830.668
2022	500.000	(812)	499.188	2.393.255	(20.900)	2.372.355
2023	-	-	-	1.290.978	(13.143)	1.277.835
2024	-	-	-	640.764	(7.438)	633.326
2025	-	-	-	478.666	(5.505)	473.161
Após 2025	-	-	-	694.561	(16.497)	678.064
	800.000	(2.287)	797.713	7.349.883	(84.474)	7.265.409

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2018	1.215.481	6.070.978
Ingressos	600.000	2.890.283
Encargos e variação monetária	120.422	549.539
Amortização - principal	(333.300)	(1.491.667)
Pagamento - encargos	(64.523)	(501.002)
Em 31.12.2018	1.538.080	7.518.131
Ingressos	500.000	2.965.028
Encargos e variação monetária	91.339	623.795
Amortização - principal	(853.400)	(1.977.125)
Pagamento - encargos	(163.298)	(700.119)
Em 31.12.2019	1.112.721	8.429.710

23.3 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2019, todos os indicadores e condições acordadas foram integralmente atendidos.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel	7ª Emissão de Debêntures 8ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado Índice de cobertura do serviço da dívida	≤ 3,5 ≥ 1,5
Copel GeT	1ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures 6ª Emissão de Debêntures		
Copel DIS	3ª Emissão de Debêntures 4ª Emissão de Debêntures 5ª Emissão de Debêntures		
Copel TEL	1ª Emissão de Debêntures 2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures		
Compagás	2ª Emissão de Debêntures 3ª Emissão de Debêntures	Dívida líquida / Ebitda Endividamento Geral Dívida líquida / Ebitda	≤ 3,5 ≤ 0,7 ≤ 3,5
Nova Asa Branca I Nova Asa Branca II Nova Asa Branca III Nova Eurus IV Ventos de Santo Uriel	2ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Cutia	1ª Emissão de Debêntures	Índice de cobertura do serviço da dívida (a)	≥ 1,2

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

24 Benefícios Pós-emprego

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

Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício.

Os ativos dos planos de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado).

O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano.

A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

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

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

24.1 Plano de benefício previdenciário

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

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

As parcelas de custos assumidas pelas patrocinadoras desses planos são registradas de acordo com avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes, de acordo com o CPC 33 (R1) Benefícios a Empregados, correlacionada à norma contábil internacional IAS 19 R e IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração da Controladora.

24.2 Plano Assistencial

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

24.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Planos previdenciários	228	7	1.537	1.149
Planos assistenciais	8.808	4.947	1.193.399	967.614
	9.036	4.954	1.194.936	968.763
Circulante	378	87	66.004	58.478
Não circulante	8.658	4.867	1.128.932	910.285

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Empregados				
Planos previdenciários	526	523	72.067	78.209
Plano assistencial - pós-emprego	608	563	99.578	97.866
Plano assistencial - funcionários ativos	789	816	87.515	86.580
(-) Transferências para imobilizado e ativos de contrato	-	-	(22.394)	(20.630)
	1.923	1.902	236.766	242.025
Administradores				
Planos previdenciários	554	344	1.450	1.598
Plano assistencial	34	40	110	127
	588	384	1.560	1.725
	2.511	2.286	238.326	243.750

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2018	4.052	866.103
Apropriação do cálculo atuarial	563	97.900
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.860	151.215
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	408	58.354
Amortizações	(5.929)	(204.809)
Em 31.12.2018	4.954	968.763
Apropriação do cálculo atuarial	608	99.578
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	4.797	138.974
Ajuste referente a perdas atuariais	3.371	186.628
Amortizações	(4.694)	(199.007)
Em 31.12.2019	9.036	1.194.936

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

24.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2019 e 2018, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2019		2018	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	2,90%	-	4,00%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	3,05%	6,04%	4,60%	8,78%
Planos Unificado - Saldado	3,20%	6,19%	4,60%	8,78%
Planos III	3,20%	6,19%	4,60%	8,78%
Planos Assistencial	3,30%	6,30%	4,60%	8,78%
Crescimento salarial				
Plano Unificado a.a.	1,00%	3,93%	2,00%	6,08%
Plano III a.a.	1,50%	4,44%	1,50%	5,56%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

24.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Número de participantes ativos	27	33	7.647	8.180	6.963	7.427
Número de participantes inativos	4.337	4.368	4.324	3.843	8.433	8.174
Número de dependentes	-	-	-	-	22.183	22.472
Total	4.364	4.401	11.971	12.023	37.579	38.073

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2019		
Participantes aposentados	13,13	25,84
Participantes pensionistas	8,40	25,84
Em 31.12.2018		
Participantes aposentados	14,37	22,74
Participantes pensionistas	15,68	27,21

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 66,6 e 65,9 anos.

24.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2019 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 908.294 e de R\$ 91.218 enquanto que, em 31.12.2018, a posição era, respectivamente, de R\$ 376.077 e de R\$ 32.732. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2019, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2019	31.12.2018
Obrigações total ou parcialmente cobertas	6.638.462	3.046.536	1.389.610	11.074.608	9.201.030
Valor justo dos ativos do plano	(7.546.756)	(3.137.754)	(196.211)	(10.880.721)	(8.642.068)
Estado de cobertura do plano	(908.294)	(91.218)	1.193.399	193.887	558.962
Ativo não reconhecido	908.294	91.218	-	999.512	408.652
	-	-	1.193.399	1.193.399	967.614

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2019, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 186.629, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2018	5.352.894	1.734.568	1.035.957
Custo de serviço	589	9.604	11.633
Custo dos juros	533.201	195.991	102.916
Benefícios pagos	(414.256)	(133.281)	(7)
(Ganhos) / perdas atuariais	442.336	338.779	(9.894)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2018	5.914.764	2.145.661	1.140.605
Custo de serviço	560	4.098	14.306
Custo dos juros	477.732	128.075	106.004
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	(30)
Perdas atuariais	680.860	943.129	128.725
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2019	6.638.462	3.046.536	1.389.610

24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2018	5.834.572	1.821.055	170.923
Retorno esperado dos ativos	593.572	230.703	16.579
Contribuições e aportes	24.011	9.184	-
Benefícios pagos	(414.256)	(133.281)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	252.942	250.575	(14.511)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2018	6.290.841	2.178.236	172.991
Retorno esperado dos ativos	685.685	337.476	51.541
Contribuições e aportes	23.851	4.185	-
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	981.833	792.284	(28.321)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2019	7.546.756	3.137.754	196.211

24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2020 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial
Custo do serviço corrente	765	4.037	20.854
Custo estimado dos juros	405.370	183.865	85.561
Rendimento esperado do ativo do plano	(449.905)	(183.026)	(12.066)
Contribuições estimadas dos empregados	(187)	(2.018)	-
Custos (receitas)	(43.957)	2.858	94.349

24.5.8 Análise de sensibilidade

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

Consolidado	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(249.719)	253.420
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(120.756)	122.130
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	96.823	(90.471)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	1.439	(1.344)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	39	(40)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1.788	(1.808)

24.5.9 Benefícios a pagar

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2020	429.228	158.427	82.813	670.468
2021	418.133	154.433	86.125	658.691
2022	406.885	149.999	85.451	642.335
2023	395.134	145.567	83.826	624.527
2024	383.511	141.302	81.965	606.778
2025 a 2049	4.016.371	2.011.843	1.091.223	7.119.437

24.5.10 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2019 e a alocação-meta para 2020, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2020	2019
Renda fixa	70,4%	82,2%
Renda variável	9,1%	7,8%
Empréstimos	1,6%	1,6%
Investimentos imobiliários	7,2%	1,4%
Investimentos estruturados	8,9%	7,1%
Investimentos no exterior	2,8%	0,0%
	100,0%	100,0%

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

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	86,5%	55,0%	51,0%	23,0%
Renda variável	5,0%	1,0%	14,0%	8,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	3,0%	1,0%
Investimentos imobiliários	5,0%	1,0%	10,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	16,0%	0,0%
Investimentos no exterior	0,0%	0,0%	6,0%	0,0%

(*) Meta baseada no total de investimentos de cada plano.

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

Em 31.12.2019 e 2018, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Debêntures	-	-	-	4.166
Ações	-	5	-	13
	-	5	-	4.179

24.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2019 e 31.12.2018 no valor de R\$ 70.564 e R\$ 77.797, respectivamente.

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE	4.104	73.549
Reserva global de reversão - RGR	12.068	6.323
Bandeira tarifária	12.336	-
	28.508	79.872

26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

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

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

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2019	Saldo em 31.12.2018
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	4.046	-	4.046	4.725
MME	-	2.023	-	2.023	2.361
P&D	174.032	-	167.626	341.658	327.626
	174.032	6.069	167.626	347.727	334.712
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	16.410	-	16.410	15.792
PEE	48.518	-	245.516	294.034	242.231
	48.518	16.410	245.516	310.444	258.023
	222.550	22.479	413.142	658.171	592.735
Circulante				375.395	270.429
Não circulante				282.776	322.306

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

26.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1�.01.2018	5.232	2.616	316.121	6.041	202.465	532.475
Efeito da aquisição de controle de Costa Oeste e Marumbi	23	9	467	-	-	499
Constituições	31.186	15.595	31.188	9.067	36.270	123.306
Contrato de desempenho	-	-	-	-	2.063	2.063
Juros (NE n� 34)	-	-	12.627	684	12.096	25.407
Recolhimentos	(31.716)	(15.859)	-	-	-	(47.575)
Conclusões	-	-	(32.777)	-	(10.663)	(43.440)
Em 31.12.2018	4.725	2.361	327.626	15.792	242.231	592.735
Efeito de combinações de negócios	20	10	1.464	-	-	1.494
Constituições	32.311	16.155	32.312	9.333	37.321	127.432
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.246	3.246
Juros (NE n� 34)	-	-	10.627	51	13.892	24.570
Transferências	-	-	-	(3.123)	3.123	-
Recolhimentos	(33.010)	(16.503)	-	(5.643)	990	(54.166)
Conclusões	-	-	(30.371)	-	(6.769)	(37.140)
Em 31.12.2019	4.046	2.023	341.658	16.410	294.034	658.171

27 Contas a Pagar Vinculadas   Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2019	31.12.2018
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.890	16.709
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	24.353	23.864
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.588	7.412
UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	-	47
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	563.756	536.131
							612.587	584.163
							Circulante	73.032
							Não circulante	539.555
								67.858
								516.305

Taxa de desconto no cáculo 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   União

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

27.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1�.01.2018	554.954
Adição	302
Ajuste a valor presente	(114)
Variação monetária	93.386
Pagamentos	(64.365)
Em 31.12.2018	584.163
Ajuste a valor presente	(668)
Variação monetária	99.661
Pagamentos	(70.569)
Em 31.12.2019	612.587

27.2 Valor nominal e valor presente de contas a pagar vinculadas à concessão

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2020	71.471	73.032
2021	71.471	64.387
2022	71.471	58.128
2023	71.471	52.482
Após 2023	1.024.054	364.558
	1.309.938	612.587

28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

Com a adoção do CPC 06 (R2) / IFRS 16 a Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamentos conforme segue:

28.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Adoção inicial em 1º.01.2019	Adições	Ajuste por Remensuração	Amortização	Baixas	Saldo em 31.12.2019
Imóveis	57.461	2.484	914	(17.705)	(2.999)	40.155
Veículos	57.564	2.295	2.970	(15.205)	(1.224)	46.400
Equipamentos	2.997	4.574	-	(1.295)	-	6.276
	118.022	9.353	3.884	(34.205)	(4.223)	92.831

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Adoção inicial em 1º.01.2019	385	118.022
Adições	17	9.353
Ajuste por Remensuração	23	3.884
Encargos	31	9.675
Pagamento - principal	(141)	(30.946)
Pagamento - encargos	(32)	(9.130)
Baixas	-	(4.254)
Em 31.12.2019	283	96.604

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas. A última taxa de desconto considerada em 31.12.2019 é de 5,85% a.a, aplicada aos contratos iniciados a partir de dezembro de 2019. A taxa de desconto na adoção inicial foi de 9,10% a.a.

28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2021	22.734
2022	23.251
2023	8.285
2024	9.814
2025	1.252
Após 2025	130
Valores não descontados	65.466
Juros embutidos	(2.435)
Saldo passivo arrendamento em 31.12.2019	63.031

28.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

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

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	114.341	96.604
Pis/Cofins potencial	8.320	7.296

28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2), 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) 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	96.604	106.148	9,88%
Direito de uso de ativos	92.831	100.061	7,79%
Despesa Financeira	9.675	10.341	6,88%
Despesa de amortização	34.205	35.398	3,49%

28.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE 33.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2019
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	6.347	29.645	158.826	194.818

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	251.973	11.007
Consumidores (a)	43.024	70.713
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (b)	39.665	55.048
Taxa de iluminação pública arrecadada	38.805	28.337
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	26.008	24.314
Aquisição de investimentos	13.294	32.200
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	12.535	20.820
Cauções em garantia	9.257	10.026
Devolução ao consumidor	4.887	5.036
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	1.203	-
Outras obrigações	58.218	51.523
	498.869	309.024
	Circulante	149.407
	Não circulante	349.462
		192.070
		116.954

(a) Do saldo de 31.12.2018, R\$ 32.639 referem-se a valores repassados pela União à Copel DIS, conforme Ofício Aneel nº 565/2018, para o ressarcimento dos consumidores em razão do excedente arrecadado sobre a Receita Operacional Líquida no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012. Não há saldo pendente deste passivo em 31.12.2019.

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

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

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

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

30.1 Provisões para litígios

30.1.1 Mutações das provisões para litígios das ações consideradas como de perda provável

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Resultado		Custo de construção Adições/(Rev.)	Adições (Reversões) no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2019
		Provisões para litígios						
		Adições	Reversões					
Fiscais								
Cofins (a)	102.603	4.307	(2.626)	-	-	-	-	104.284
Outras (b)	54.494	4.841	(14.258)	-	-	(1.258)	27.687	71.506
	157.097	9.148	(16.884)	-	-	(1.258)	27.687	175.790
Trabalhistas (c)	612.782	194.550	(23)	-	-	(134.247)	-	673.062
Benefícios a empregados (d)	85.199	27.426	(18.747)	-	-	(7.581)	-	86.297
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	492.934	101.438	(36.271)	-	-	(221.139)	-	336.962
Servidões de passagem (f)	118.147	711	(3.470)	12.456	1.012	(1.891)	45	127.010
Desapropriações e patrimoniais (g)	116.401	2.844	(4.501)	(2.935)	7.109	(161)	-	118.757
Consumidores (h)	5.209	390	(643)	-	-	-	-	4.956
Ambientais (i)	3.531	1.332	(566)	-	-	(226)	-	4.071
	736.222	106.715	(45.451)	9.521	8.121	(223.417)	45	591.756
Regulatórias (j)	73.473	7.926	(546)	-	-	(1.045)	-	79.808
	1.664.773	345.765	(81.651)	9.521	8.121	(367.548)	27.732	1.606.713

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2018
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais								
Cofins (a)	79.748	22.855	-	-	-	-	-	102.603
Outras (b)	58.793	7.722	(26.695)	-	-	(6.325)	20.999	54.494
	138.541	30.577	(26.695)	-	-	(6.325)	20.999	157.097
Trabalhistas (c)	475.631	232.195	(2.400)	-	-	(92.644)	-	612.782
Benefícios a empregados (d)	89.439	11.089	(10.062)	-	-	(5.267)	-	85.199
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	527.613	119.633	(118.652)	-	-	(36.005)	345	492.934
Servidões de passagem (f)	110.936	2.179	(305)	(4.600)	8.477	(1.474)	2.934	118.147
Desapropriações e patrimoniais (g)	95.627	156	(1.350)	4.032	18.168	(232)	-	116.401
Consumidores (h)	8.377	464	(1.469)	-	-	(2.163)	-	5.209
Ambientais (i)	1.584	2.570	(562)	-	-	(61)	-	3.531
	744.137	125.002	(122.338)	(568)	26.645	(39.935)	3.279	736.222
Regulatórias (j)	64.316	9.296	(139)	-	-	-	-	73.473
	1.512.064	408.159	(161.634)	(568)	26.645	(144.171)	24.278	1.664.773
Circulante	112.000							-
Não circulante	1.400.064							1.664.773

Controladora	Saldo em 1º.01.2019	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2019
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	102.603	4.307	(2.626)	-	104.284
Outras (b)	30.040	704	-	-	30.744
	132.643	5.011	(2.626)	-	135.028
Trabalhistas (c)	588	1.557	(1)	(187)	1.957
Cíveis (e)	142.773	7.756	-	-	150.529
Regulatórias (j)	16.176	1.181	-	-	17.357
	292.180	15.505	(2.627)	(187)	304.871

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2018
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	79.748	22.855	-	-	102.603
Outras (b)	24.365	5.768	-	(93)	30.040
	104.113	28.623	-	(93)	132.643
Trabalhistas (c)	518	141	(70)	(1)	588
Cíveis (e)	135.422	30.768	(23.409)	(8)	142.773
Regulatórias (j)	15.042	1.134	-	-	16.176
	255.095	60.666	(23.479)	(102)	292.180
Circulante	112.000				-
Não circulante	143.095				292.180

30.1.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) **Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins**

Autor: Receita Federal

Exigência de Cofins e respectivos juros e multa, 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.

Situação atual: aguardando julgamento de recursos judiciais.

b) **Outras provisões fiscais**

Ações relativas a 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.

c) **Trabalhistas**

Ações movidas por empregados e ex-empregados da Copel e de suas controladas, envolvendo cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial e outras, e também ações movidas por ex-empregados de seus empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras.

d) **Benefícios a empregados**

Ações de reclusórias trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados da Copel e de suas controladas contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.

e) **Cíveis e direito administrativo**

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.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões contratuais devidas pela Companhia à Tradener. Na ação civil pública nº 0000219-78.2003.8.16.0004, ajuizada pelo Ministério Público, também há decisão no sentido da ausência de irregularidades no contrato de comercialização de energia. Diante disso, a Tradener ajuizou ações de cobrança, visando o recebimento de suas comissões.

Situação atual: Em 22.08.2019, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 130.440 referente a condenação e honorários de 1% sobre o valor da condenação e aguarda a homologação do acordo de pagamento

Autor: Fumicultores

Valor estimado: R\$ 48.977

Ações impetradas por fumicultores que tem como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.

f) Servidões de passagem

As ações judiciais ocorrem quando há divergência 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).

Decorrem também da 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.

g) Desapropriações e patrimoniais

As ações judiciais de desapropriação e patrimoniais ocorrem quando há divergência 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 etc.).

As ações patrimoniais compreendem, ainda, reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária. As demandas judiciais existem quando há necessidade de retomada dos imóveis invadidos por terceiros nas áreas de propriedade da Companhia. Decorrem também da intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Proprietário de imóvel

Valor estimado: R\$ 28.211

Ação de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica que se discute o valor da indenização.

Situação atual: ação pendente de julgamento em 2º grau de jurisdição.

Autor: proprietário de imóvel

Valor estimado: R\$ 10.467

Ação de desapropriação de área utilizada para o reservatório da Usina Mauá proposta pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%, em que se discute o valor da indenização do imóvel que está em parte submerso.

Situação atual: Os embargos de declaração foram julgados e foi interposto recurso especial, denegado seguimento, foi interposto recurso de agravo estando o mesmo pendente de julgamento no STJ.

h) 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.

i) 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.

j) Regulatórias

A Companhia discute, nas esferas administrativa e judicial, notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

Autores: Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.

Valor estimado: R\$ 57.000

A Copel, a Copel GeT e a Copel DIS estão discutindo ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002, envolvendo as empresas citadas.

Situação atual: aguardando julgamento.

30.2 Passivo contingente

30.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível

Passivos contingentes são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação. A seguir, informações sobre a natureza e as potenciais perdas dos passivos contingentes da Companhia e de suas controladas:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Fiscais (a)	175.632	160.139	628.546	568.512
Trabalhistas (30.1.2 - c)	1.655	561	419.917	311.777
Benefícios a empregados (30.1.2 - d)	-	-	21.338	19.099
Cíveis (b)	489.612	473.430	1.273.928	1.286.466
Regulatórias (c)	-	-	1.141.420	866.836
	666.899	634.130	3.485.149	3.052.690

30.2.2 Descrição da natureza e/ou informações sobre as principais ações

a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute sua incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 117.018

Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.

Situação atual: aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF ou judicial.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 87.657

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6.587.156-4 em face da Copel Distribuição, por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica “demanda medida” destacada nas faturas de energia elétrica emitidas em face de grande consumidor, no período de maio de 2011 a dezembro de 2013.

A Companhia sustenta a sua ilegitimidade para figurar no polo passivo da presente autuação fiscal, pois não tendo figurado no processo judicial, não pode sofrer os efeitos da decisão judicial nele proferida, o que implicaria na sua ilegitimidade para figurar no polo passivo do auto de infração citado.

A Companhia ingressou com mandado de segurança em 16.07.2019, tendo obtido liminar para suspender a exigibilidade do crédito tributário.

Autor: Prefeituras Municipais

Valor Estimado: R\$ 87.006

Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica. O processo aguarda julgamento em primeira instância.

Autor(es): Prefeituras Municipais

Valor estimado: R\$ 65.443

Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviço de construção civil prestado por terceiro.

Situação atual: aguardando julgamento de defesas em âmbito administrativo ou judicial.

Autor: Receita Federal do Brasil

Valor estimado: R\$ 105.800

Exigências e questionamentos administrativos referentes aos tributos federais.

Situação atual: aguardando julgamento no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais - CARF ou judicial.

b) Cíveis

Ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica, acidentes com veículos, servidões de passagem, desapropriações, patrimoniais e ambientais.

No saldo está contido, ainda, valor relativo a discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Ação para indenização sobre supostos prejuízos nas atividades da mineradora pelas obras de construção da Usina Mauá, pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel GeT participa com o percentual de 51%. A discussão judicial sobre a validade da autorização de lavra de mineração da Mineradora Tibagiana transitou em julgado em 04.09.2019, permanecendo válida a anulação da Portaria de lavra da Mineradora Tibagiana pelo Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM. Diante disso, a possibilidade de saída de recursos tornou-se remota.

Autores: franqueados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 49.689

Ação judicial proposta por ex-franqueado, sem contrato vigente, com o objetivo de ver reconhecido o objeto então licitado como subconcessão, e não como franquia, e, por consequência, ver prorrogado o contrato e ser remunerado mediante tarifas cobradas dos usuários, ou, sucessivamente, ser indenizado por lucros cessantes, além de royalties, fundo de propaganda, dentre outras verbas.

Situação atual: aguardando julgamento em grau recursal.

Autor: Departamento de Estradas e Rodagens - DER

Valor Estimado: R\$ 85.277

O DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório. Atualmente o processo está concluso para sentença.

Autor: Fumicultores

Valor estimado: R\$ 34.792

Ações impetradas por fumicultores que tem como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.

Situação atual: aguardando julgamento.

c) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judiciais notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Energia Sustentável do Brasil S.A. - ESBR

Valor estimado: R\$ 1.034.593

A ESBR moveu contra a Aneel a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100, 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.

Situação atual: aguardando julgamento.

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais não têm direito a voto e são de classes “A” e “B”.

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

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

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

Em 31.12.2019, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 7.910.000 em 31.12.2018). O aumento de capital no valor de R\$ 2.890.000 foi aprovado na Assembleia Geral Extraordinária realizada em 29.04.2019. Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrados a seguir:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	85.028.598	58,63	-	-	-	-	85.028.598	31,07
BNDESPAR	38.298.775	26,41	-	-	27.282.006	21,26	65.580.781	23,96
Eletrobras	1.530.774	1,06	-	-	-	-	1.530.774	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	19.727.829	13,60	76.783	23,47	73.612.755	57,38	93.417.367	34,15
NYSE	108.545	0,07	-	-	27.181.283	21,19	27.289.828	9,97
Latibex	-	-	-	-	170.911	0,13	170.911	0,06
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,85	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.166	0,11	241.033	73,68	46.727	0,04	445.926	0,16
	145.031.080	100,00	327.142	100,00	128.297.153	100,00	273.655.375	100,00

31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

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

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

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2018	895.601	895.601
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(408)	(58.354)
Tributos sobre os ajustes	139	19.994
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(38.245)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(101.645)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	34.559
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(67.086)	-
Reclassificação pela adoção do CPC 48/IFRS 9		
Investimentos em participações societárias	(4.391)	(4.391)
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(154)
Em 31.12.2018	785.610	785.610
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(3.371)	(186.628)
Tributos sobre os ajustes	1.146	63.444
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(120.358)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(100.342)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	34.116
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(66.226)	-
Variação de participação societária em Controlada		
Perda com variação de participação em Controlada	(4.874)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(4.273)
Em 31.12.2019	591.927	591.927

31.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

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

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

31.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2019	31.12.2018
(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
Lucro líquido do exercício	1.989.946	1.407.063
Reserva legal (5%)	(99.497)	(70.353)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	66.226	67.086
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.956.675	1.403.796
	489.169	350.949
(2) Distribuição total proposta (3+5)	643.000	378.542
(3) Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto	643.000	280.000
Imposto de renda retido na fonte	(56.584)	(27.593)
(4) JSCP líquido	586.416	252.407
(5) Dividendos propostos	-	98.542
(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)	586.416	350.949
(7) Dividendo adicional proposto (6-1)	97.247	-
(8) JSCP deliberado superior ao dividendo mínimo obrigatório (4-1)	97.247	-
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	2,24235	1,31950
Ações preferenciais classe "A"	3,94657	2,89050
Ações preferenciais classe "B"	2,46692	1,45151
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	325.210	191.369
Ações preferenciais classe "A"	1.291	950
Ações preferenciais classe "B"	316.499	186.223

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

A distribuição dos dividendos mínimos obrigatórios é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas ao final do exercício.

O benefício fiscal dos juros sobre capital próprio é reconhecido na demonstração de resultado no momento do seu registro em contas a pagar.

31.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora		31.12.2019	31.12.2018
Numerador básico e diluído			
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:			
Ações ordinárias	1.007.014	712.234	
Ações preferenciais classe "A"	2.984	1.775	
Ações preferenciais classe "B"	979.948	693.054	
	1.989.946	1.407.063	
Denominador básico e diluído			
Média ponderada das ações (em milhares):			
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080	
Ações preferenciais classe "A"	327.368	328.627	
Ações preferenciais classe "B"	128.296.927	128.295.668	
	273.655.375	273.655.375	
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores			
Ações ordinárias	6,94344	4,91091	
Ações preferenciais classe "A"	9,11525	5,40201	
Ações preferenciais classe "B"	7,63812	5,40201	

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2019	31.12.2018
Fornecimento de energia elétrica	10.481.794	(965.651)	(2.336.583)	(753.544)	-	6.426.016	5.548.584
Suprimento de energia elétrica	3.301.336	(368.101)	(10.727)	(56.642)	-	2.865.866	2.765.916
Disponibilidade da rede elétrica	8.270.996	(781.017)	(1.999.583)	(1.351.625)	-	4.138.771	3.469.060
Receita de construção	1.132.884	-	-	-	-	1.132.884	1.097.313
Valor justo do ativo indenizável da concessão	36.646	-	-	-	-	36.646	47.499
Telecomunicações	532.926	(21.035)	(137.896)	-	(558)	373.437	366.179
Distribuição de gás canalizado	1.003.790	11.313	(171.897)	-	(23)	843.183	557.186
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	25.057	(6.426)	-	-	-	18.631	893.688
Outras receitas operacionais	442.353	(30.203)	-	-	(3.310)	408.840	189.355
	25.227.782	(2.161.120)	(4.656.686)	(2.161.811)	(3.891)	16.244.274	14.934.780

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

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Fornecimento de energia elétrica	10.481.794	10.104.045
Residencial	3.336.432	3.175.290
Industrial	1.276.105	1.419.240
Comercial, serviços e outras atividades	2.179.510	2.136.087
Rural	631.527	572.361
Poder público	279.495	262.705
Iluminação pública	274.250	278.645
Serviço público	332.414	316.307
Consumidores livres	1.431.274	1.179.314
Doações e subvenções	740.787	764.096
Suprimento de energia elétrica	3.301.336	3.136.244
Contratos bilaterais	1.998.617	2.002.077
Contratos regulados	854.239	385.157
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	357.076	663.024
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	91.404	85.986
Disponibilidade da rede elétrica	8.270.996	6.867.274
Residencial	2.585.892	2.222.621
Industrial	1.280.168	1.110.089
Comercial, serviços e outras atividades	1.713.632	1.407.156
Rural	467.044	362.778
Poder público	217.027	185.383
Iluminação pública	206.492	184.530
Serviço público	174.414	141.556
Consumidores livres	1.052.535	795.105
Concessionárias e geradoras	62.414	80.329
Receita de operação e manutenção - O&M	98.207	58.578
Receita de juros efetivos	413.171	319.149
Receita de construção	1.132.884	1.097.313
Valor justo do ativo indenizável da concessão	36.646	47.499
Telecomunicações	532.926	512.540
Distribuição de gás canalizado	1.003.790	753.222
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	25.057	985.344
Outras receitas operacionais	442.353	222.329
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	144.744	132.682
Valor justo na compra e venda de energia	204.876	-
Renda da prestação de serviços	51.780	59.280
Serviço taxado	18.807	18.475
Outras receitas	22.146	11.892
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	25.227.782	23.725.810
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.266.304)	(2.117.800)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)	105.184	-
(-) ICMS	(4.656.686)	(4.210.382)
(-) ISSQN	(3.891)	(5.286)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(2.161.811)	(2.457.562)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	16.244.274	14.934.780

32.2 Arrendamentos e aluguéis

32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Equipamentos e estruturas	143.482	131.409
Compartilhamento de instalações	1.046	1.003
Imóveis	216	270
	144.744	132.682

32.2.2 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2019
Compartilhamento de instalações	2.207	8.829	35.920	46.956

32.3 Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	1.654.157	1.840.283
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	280.286	423.098
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	127.432	123.306
Quota para reserva global de reversão - RGR	63.918	48.512
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	25.271	12.211
Taxa de fiscalização	10.747	10.152
	2.161.811	2.457.562

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

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e, para cumprir seus objetivos, tem entre suas fontes de recursos, 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, e realizou pagamentos da quota anual da CDE-Energia, composta por:

- Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, que possui como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária ao mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica. Em outubro de 2019, o saldo remanescente foi devolvido às concessionárias, conforme percentual definido pela Aneel, pelo Despacho nº 2.755/2019

- CDE-Energia, destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária ao mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de quotas e o despacho de termelétricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos nºs 7.895/2013 e 8.203/2014.

As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias. O saldo em 31.12.2019 é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.12.2019
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Junho	1.269.498
(-) Liminares	Janeiro a Junho	(3.346)
		1.266.152
CONTA ENERGIA - ACR		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a Fevereiro	98.725
Resolução Homologatória nº 2.521/2019	Março a Agosto	296.174
Devolução - Despacho nº 2.755/2019		(46.722)
		348.177
CDE ENERGIA		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Março	41.431
(-) Liminares	Janeiro a Março	(1.603)
		39.828
		1.654.157

Liminares

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, da Associação Nacional dos Consumidores de Energia - Anace e de outras associadas, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE-Usa e CDE-Energia, a Aneel, pelas Resoluções Homologatórias nºs 1.967/2015, 1.986/2015 e 2.083/2016, homologou o cálculo tarifário, deduzindo estes encargos às associadas daquelas entidades, enquanto vigorarem as liminares concedidas.

32.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.559, de 18.06.2019, autorizando o reajuste médio de 3,41% (15,99% em 2018) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2019, sendo que para os consumidores da alta tensão o reajuste ficou em 4,32%, enquanto para os da baixa tensão em 2,92%.

A recomposição tarifária contempla: 10,54% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 1,12% decorrentes da atualização da Parcela B (custos operacionais, depreciação e remuneração); -3,08% relativos à atualização da Parcela A (energia, transmissão e encargos); e -5,17% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2019
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.105.274)	-	-	-	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.249.275)	-	-	-	(1.249.275)
Pessoal e administradores (33.2)	(945.312)	(13.937)	(366.133)	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(169.476)	(1.914)	(66.936)	-	(238.326)
Material	(75.417)	(289)	(6.446)	-	(82.152)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(49.352)	-	-	-	(49.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	(585.233)	-	-	-	(585.233)
Serviços de terceiros (33.3)	(433.429)	(23.002)	(156.690)	-	(613.121)
Depreciação e amortização	(1.031.880)	(8)	(47.228)	(14.720)	(1.093.836)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	33.290	(153.640)	-	(254.465)	(374.815)
Custo de construção (33.5)	(1.091.396)	-	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(57.422)	(14.269)	(90.867)	(189.630)	(352.188)
	(11.760.176)	(207.059)	(734.300)	(458.815)	(13.160.350)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2018
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.361.178)	-	-	-	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.176.780)	-	-	-	(1.176.780)
Pessoal e administradores (33.2)	(978.878)	(18.460)	(360.447)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(176.102)	(2.447)	(65.201)	-	(243.750)
Material	(68.920)	(655)	(12.182)	-	(81.757)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(19.729)	-	-	-	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	(412.618)	-	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros (33.3)	(392.869)	(23.266)	(156.092)	-	(572.227)
Depreciação e amortização	(709.575)	(15)	(26.015)	(13.574)	(749.179)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	18.920	(81.936)	-	(243.681)	(306.697)
Custo de construção (33.5)	(1.052.208)	-	-	-	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(171.751)	(21.930)	(103.597)	(45.435)	(342.713)
	(11.501.688)	(148.709)	(723.534)	(302.690)	(12.676.621)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2019
Pessoal e administradores (33.2)	(20.414)	-	(20.414)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.511)	-	(2.511)
Material	(786)	-	(786)
Serviços de terceiros	(15.698)	-	(15.698)
Depreciação e amortização	(832)	(1.121)	(1.953)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(8.730)	(8.730)
Outras receitas (despesas) operacionais	(19.666)	11.095	(8.571)
	(59.907)	1.244	(58.663)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2018
Pessoal e administradores (33.2)	(15.144)	-	(15.144)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.286)	-	(2.286)
Material	(706)	-	(706)
Serviços de terceiros	(31.465)	-	(31.465)
Depreciação e amortização	(101)	(1.122)	(1.223)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(24.902)	(24.902)
Outras receitas (despesas) operacionais (a)	(17.590)	37.720	20.130
	(67.292)	11.696	(55.596)

(a) Do saldo de R\$ 37.720 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 34.1.

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.880.115	2.599.345
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.405.497	1.850.021
Itaipu Binacional	1.316.524	1.272.177
Contratos bilaterais	754.070	928.741
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	268.063	228.295
Micro e mini geradores e recompra de clientes	52.871	12.373
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(571.866)	(529.774)
	6.105.274	6.361.178

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Pessoal				
Remunerações	5.128	5.122	746.415	794.966
Encargos sociais	1.692	1.757	241.025	261.459
Auxílio alimentação e educação	1.091	1.108	113.021	113.177
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados (a)	1.430	863	155.544	91.526
Programa de desligamentos voluntários	1.585	1.656	43.517	69.289
	10.926	10.506	1.299.522	1.330.417
Administradores				
Honorários	7.505	3.553	19.867	21.422
Encargos sociais	1.900	999	5.745	5.695
Outros gastos	83	86	248	251
	9.488	4.638	25.860	27.368
	20.414	15.144	1.325.382	1.357.785

(a) De acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual nº 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010.

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Manutenção do sistema elétrico	164.572	144.211
Comunicação, processamento e transmissão de dados	115.037	115.397
Manutenção de instalações	105.586	91.872
Atendimento a consumidor	55.632	34.502
Leitura e entrega de faturas	45.515	43.968
Consultoria e auditoria	21.016	41.615
Outros serviços	105.763	100.662
	613.121	572.227

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Provisão para litígios	8.730	10.636	257.921	219.636
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 10.5)	-	-	(2.945)	(4.758)
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 18.7)	-	-	(117.744)	(14.162)
Imobilizado - segmento de telecomunicações (NE nº 18.8)	-	-	87.399	-
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	14.266	153.640	96.202
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(3.456)	9.779
	8.730	24.902	374.815	306.697

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Material	548.336	507.899
Serviços de terceiros	395.607	400.680
Pessoal	125.777	124.469
Outros	21.676	19.160
	1.091.396	1.052.208

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Perdas na desativação e alienação de bens, líquidas (a)	154.628	106.675
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	103.737	105.310
Tributos	35.319	84.492
Indenizações	66.550	30.949
Taxa de arrecadação	51.156	44.682
Propaganda e publicidade	29.132	22.135
Arrendamentos e aluguéis	9.215	40.016
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b)	(97.549)	(91.546)
	352.188	342.713

(a) Do total registrado em 2019, R\$ 124.067 referem-se a baixas do ativo imobilizado da Copel Telecomunicações (NE nº 18.8).

(b) No saldo de 2018 está contida a receita de R\$ 72.068 referente a ressarcimento junto à fornecedores de bens dos parques eólicos do Complexo Brisa. O saldo de 2019 contempla R\$ 97.664 de reversão da taxa hídrica (TCFRH).

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	85	-	225.956	226.050
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	192.724	214.627	192.724	214.627
Renda de aplicações financeiras	10.931	13.589	126.510	98.841
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	47.378	43.966
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	26.332	24.658
Reconhecimento de crédito tributário (34.1)	-	55.096	38.434	55.096
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	1.462	1.047
Outras receitas financeiras	5.939	18.417	91.445	149.630
	209.679	301.729	750.241	813.915
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	149.287	184.979	906.952	871.397
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	100.455	94.319
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	29.547	50.203
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	24.570	25.407
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	8.495	25.830	8.495	25.830
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	5.753	23.747
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	71.549	13.636	71.549	13.636
Outras despesas financeiras	5.702	13.910	91.406	147.426
	235.033	238.355	1.238.727	1.251.965
Líquido	(25.354)	63.374	(488.486)	(438.050)

34.1 Reconhecimento de crédito tributário

O saldo de 2019 refere-se ao crédito de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS reconhecido pela Compagás, conforme NE nº 13.2.1. O saldo registrado em 2018 é decorrente do crédito tributário reconhecido pela Receita Federal do Brasil a favor da Companhia no valor atualizado de R\$ 80.226, referente à discussão da tributação de Pasep, no período de julho de 1988 à julho de 1995, proveniente dos efeitos da Resolução do Senado Federal nº 49, de 09.10.1995, que suspendeu os efeitos dos Decretos-lei nºs 2.445/1988 e 2.449/1988, considerados inconstitucionais pelo Supremo Tribunal Federal. Do total reconhecido, R\$ 55.096 foram registrados na receita financeira e R\$ 25.129 em outras receitas operacionais.

35 Segmentos Operacionais

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

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

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

Em 2019, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foi identificado na Companhia ou em suas controladas cliente algum que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total do exercício de 2019.

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.

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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

Geração e transmissão de energia elétrica (GET) - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

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

Telecomunicações (TEL) - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral;

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; e

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

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM					
31.12.2019								
ATIVO TOTAL	19.457.551	13.434.522	690.372	1.527.098	904.993	3.183.677	(885.662)	38.312.550
ATIVO CIRCULANTE	2.039.443	4.631.991	229.630	528.754	313.896	1.127.469	(961.987)	7.909.196
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.418.108	8.802.531	460.742	998.344	591.097	2.056.208	76.325	30.403.354
Realizável a Longo Prazo	5.054.560	3.051.058	460.312	137.770	576.190	1.879.619	(296.879)	10.862.630
Investimentos	2.371.374	813	247	-	-	150.746	-	2.523.179
Imobilizado	9.735.093	-	53	833.974	-	22.983	-	10.592.103
Intangível	233.973	5.703.686	123	19.844	-	1.781	373.204	6.332.611
Direito de uso de ativos	23.108	46.974	7	6.756	14.907	1.079	-	92.831

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS	COM					
31.12.2018								
ATIVO TOTAL	18.573.953	12.331.603	227.287	1.264.748	675.286	3.359.407	(502.184)	35.930.100
ATIVO CIRCULANTE	1.722.519	3.971.915	181.077	88.239	204.725	1.214.523	(705.152)	6.677.846
ATIVO NÃO CIRCULANTE	16.851.434	8.359.688	46.210	1.176.509	470.561	2.144.884	202.968	29.252.254
Realizável a Longo Prazo	4.660.867	2.968.282	43.564	88.798	466.942	1.950.280	(164.473)	10.014.260
Investimentos	2.212.271	1.343	2.442	-	-	152.178	-	2.368.234
Imobilizado	9.728.872	-	51	1.071.489	-	40.251	-	10.840.663
Intangível	249.424	5.390.063	153	16.222	3.619	2.175	367.441	6.029.097

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
31.12.2019									
RECETA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.368.375	871.510	10.401.301	1.810.901	418.030	866.884	-	(1.492.727)	16.244.274
Receita operacional líquida com terceiros	2.233.367	643.596	10.352.690	1.773.765	375.030	865.826	-	-	16.244.274
Receita operacional líquida entre segmentos	1.135.008	227.914	48.611	37.136	43.000	1.058	-	(1.492.727)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.659.225)	(479.538)	(9.579.915)	(1.608.245)	(604.616)	(662.306)	(59.232)	1.492.727	(13.160.350)
Energia elétrica comprada para revenda	(262.288)	-	(5.424.207)	(1.590.272)	-	-	-	1.171.493	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(451.107)	-	(1.044.135)	-	-	-	-	245.967	(1.249.275)
Pessoal e administradores	(217.792)	(139.662)	(822.772)	(13.041)	(73.890)	(36.932)	(21.293)	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial	(37.955)	(25.027)	(155.784)	(1.481)	(11.384)	(4.122)	(2.573)	-	(238.326)
Material	(10.987)	(3.766)	(64.419)	(15)	(1.955)	(217)	(793)	-	(82.152)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(50.388)	-	-	-	-	-	-	1.036	(49.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(585.233)	-	-	(585.233)
Serviços de terceiros	(108.309)	(38.092)	(397.390)	(1.718)	(87.113)	(12.971)	(16.734)	49.206	(613.121)
Depreciação e amortização	(551.576)	(12.987)	(343.597)	(44)	(152.863)	(30.480)	(2.289)	-	(1.093.836)
Provisão (reversão) para litígios	(45.212)	(24.398)	(164.705)	(156)	(14.072)	(292)	(9.086)	-	(257.921)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	117.648	-	-	-	-	-	3.041	-	120.689
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	43.207	(41.350)	(137.680)	(4)	(100.691)	(1.063)	(2)	-	(237.583)
Custo de construção	-	(175.220)	(904.023)	-	-	(12.153)	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(84.466)	(19.036)	(121.203)	(1.514)	(162.648)	21.157	(9.503)	25.025	(352.188)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	14.840	85.752	-	(280)	-	-	6.445	-	106.757
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.723.990	477.724	821.386	202.376	(186.586)	204.578	(52.787)	-	3.190.681
Receitas financeiras	80.632	20.637	355.152	3.004	20.760	53.625	217.057	(626)	750.241
Despesas financeiras	(457.528)	(138.947)	(273.909)	(220)	(53.857)	(10.439)	(304.453)	626	(1.238.727)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.347.094	359.414	902.629	205.160	(219.683)	247.764	(140.183)	-	2.702.195
Imposto de renda e contribuição social	(289.831)	(54.695)	(201.236)	(69.854)	68.644	(74.791)	(17.563)	-	(639.326)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	1.057.263	304.719	701.393	135.306	(151.039)	172.973	(157.746)	-	2.062.869

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM					
	GER	TRA							
31.12.2018									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.007.565	904.826	9.972.442	1.341.162	421.408	588.532	-	(1.301.155)	14.934.780
Receita operacional líquida com terceiros	2.116.875	680.567	9.932.267	1.341.162	364.741	582.895	-	(83.727)	14.934.780
Receita operacional líquida entre segmentos	890.690	224.259	40.175	-	56.667	5.637	-	(1.217.428)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.619.431)	(561.850)	(9.474.473)	(1.354.578)	(369.201)	(515.594)	(57.993)	1.276.499	(12.676.621)
Energia elétrica comprada para revenda	(417.918)	-	(5.577.719)	(1.338.473)	-	-	-	972.932	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(408.347)	-	(1.012.062)	-	-	-	-	243.629	(1.176.780)
Pessoal e administradores	(214.855)	(147.139)	(837.728)	(13.734)	(92.472)	(34.896)	(16.961)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial	(36.379)	(25.884)	(159.842)	(1.507)	(13.892)	(3.881)	(2.365)	-	(243.750)
Material	(11.637)	(5.054)	(60.379)	(65)	(1.763)	(2.110)	(749)	-	(81.757)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(25.367)	-	-	-	-	-	-	5.638	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(412.618)	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros	(119.668)	(33.489)	(339.399)	(1.700)	(91.127)	(17.034)	(32.311)	62.501	(572.227)
Depreciação e amortização	(353.916)	(11.386)	(301.581)	(16)	(58.209)	(22.759)	(1.312)	-	(749.179)
Provisão (reversão) para litígios	18.059	7.879	(222.057)	9	(12.844)	(154)	(10.528)	-	(219.636)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	22.312	-	-	-	-	-	1.648	(5.040)	18.920
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	55.457	(49.486)	(77.985)	(935)	(12.749)	(6.017)	(14.266)	-	(105.981)
Custo de construção	-	(277.259)	(741.855)	-	-	(13.478)	-	(19.616)	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(127.172)	(20.032)	(143.866)	1.843	(86.145)	(2.647)	18.851	16.455	(342.713)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	5.514	123.676	-	(15)	-	-	6.713	-	135.888
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO									
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.393.648	466.652	497.969	(13.431)	52.207	72.938	(51.280)	(24.656)	2.394.047
Receitas financeiras	119.196	29.163	335.377	6.065	16.808	29.454	305.344	(27.492)	813.915
Despesas financeiras	(517.832)	(136.455)	(308.319)	(104)	(41.713)	(31.865)	(243.169)	27.492	(1.251.965)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	995.012	359.360	525.027	(7.470)	27.302	70.527	10.895	(24.656)	1.955.997
Imposto de renda e contribuição social	(327.598)	(75.361)	(148.244)	2.632	(2.853)	(10.909)	41.957	8.383	(511.993)
LUCRO (PREJUÍZO) DO PERÍODO	667.414	283.999	376.783	(4.838)	24.449	59.618	52.852	(16.273)	1.444.004

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2019	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	917.577	-	-	17.590	-	935.167
Imobilizado	522.744	-	14	59.216	-	285	582.259
Intangível	4.272	-	3	486	-	271	5.032
Direito de uso de ativos	33.461	66.621	8	9.950	16.933	402	127.375
Adoção inicial IFRS 16 (NE nº 28.1)	32.919	60.494	-	9.868	14.356	385	118.022
Adições do período	542	6.127	8	82	2.577	17	9.353

31.12.2018	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	797.832	-	-	15.618	-	813.450
Imobilizado	1.160.967	-	4	308.242	-	267	1.469.480
Intangível	6.351	-	-	1.235	-	3	7.589

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2019		31.12.2018	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	2.941.727	2.941.727	1.948.409	1.948.409
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	2.429	2.429	696	696
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	279.652	279.652	343.600	343.600
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.161.203	1.161.203	1.105.282	1.105.282
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.5	3	69.182	69.182	65.811	65.811
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	460.635	460.635	14.793	14.793
Outros investimentos temporários (f)		1	15.566	15.566	11.557	11.557
Outros investimentos temporários (f)		2	12.168	12.168	7.954	7.954
			4.942.562	4.942.562	3.498.102	3.498.102
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			147	147	203	203
Caução STN (g)	22.1		98.433	94.671	89.555	76.524
Cientes (a)	7		3.182.567	3.182.567	3.107.006	3.107.006
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8		1.350.685	1.488.456	1.445.042	1.546.469
Ativos financeiros setoriais (a)	9		473.989	473.989	678.819	678.819
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.4		739.269	739.269	753.826	753.826
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3		647.984	738.483	625.772	714.880
			6.493.074	6.717.582	6.700.223	6.877.727
Total dos ativos financeiros			11.435.636	11.660.144	10.198.325	10.375.829
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (e)	29	3	251.973	251.973	11.007	11.007
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	29	3	1.203	1.203	-	-
			253.176	253.176	11.007	11.007
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		102.284	102.284	96.531	96.531
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (g)	13.2		18.063	18.001	86.632	84.383
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2		497.207	439.519	518.442	469.304
Fornecedores (a)	21		1.873.193	1.873.193	1.469.199	1.469.199
Empréstimos e financiamentos (g)	22		3.168.710	3.110.104	4.047.307	4.012.621
Debêntures (j)	23		8.540.366	8.540.366	7.518.131	7.518.133
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27		612.587	690.326	584.163	687.869
			14.812.410	14.773.793	14.320.405	14.338.040
Total dos passivos financeiros			15.065.586	15.026.969	14.331.412	14.349.047

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

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

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

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

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 destas Demonstrações Financeiras.

- f) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 120,0% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- h) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2026, que paga em torno de 2,74% a.a. mais IPCA.
- i) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2019, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,26% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

36.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado		
Exposição ao risco de crédito	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e equivalentes de caixa (a)	2.941.727	1.948.409
Títulos e valores mobiliários (a)	282.081	344.296
Cauções e depósitos vinculados (a)	98.580	89.758
Clientes (b)	3.182.567	3.107.006
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.350.685	1.445.042
Ativos financeiros setoriais (d)	473.989	678.819
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.161.203	1.105.282
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (f)	739.269	753.826
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (g)	647.984	625.772
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (h)	69.182	65.811
Outros investimentos temporários (i)	27.734	19.511
	10.975.001	10.183.532

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.

- b)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando os consumidores inadimplentes, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c)** A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- d)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos não recuperados por meio de tarifa.
- e)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- f)** A Administração considera o risco de crédito reduzido para o saldo relativo aos ativos RBSE, mesmo observadas as liminares que reduziram provisoriamente a RAP a ser recebida, conforme descrito na NE nº 10.4.
- g)** 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.
- h)** 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. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados, conforme descrito na NE nº 10.5.
- i)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

36.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

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

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2024, repetem-se os indicadores de 2023 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2019							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	31.783	116.507	308.780	2.060.587	1.666.506	4.184.163
Debêntures	NE nº 23	391.329	62.012	1.069.177	7.370.707	1.669.273	10.562.498
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	6.099	12.198	56.083	333.624	1.380.502	1.788.506
Fornecedores	-	1.313.913	291.700	127.030	140.550	-	1.873.193
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	6.037	12.119	-	-	-	18.156
Pert	Selic	4.122	8.284	37.893	223.375	345.424	619.098
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	109.416	-	109.416
Passivo de arrendamentos	NE nº 28	3.485	6.980	31.793	73.515	11.226	126.999
		1.756.768	509.800	1.630.756	10.311.774	5.072.931	19.282.029

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

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

36.2.3 Risco de mercado

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

a) **Risco cambial - dólar norte-americano**

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

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

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

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás 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

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.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2019 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 4,20) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2020 do Relatório Focus do Bacen de 06.03.2020. Para os cenários 1 e 2, foi considerada deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco cambial	Risco	Base	Cenários projetados - dez.2019		
		31.12.2019	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	98.433	4.134	(21.507)	(47.149)
		98.433	4.134	(21.507)	(47.149)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(108.983)	(4.578)	(32.968)	(61.358)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(222.431)	(9.343)	(67.286)	(125.230)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(79.174)	(3.326)	(23.950)	(44.575)
		(410.588)	(17.247)	(124.204)	(231.163)

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando 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 em 31.12.2019, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

b) Risco cambial - euro

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio com reflexos no valor justo das operações com instrumentos financeiros derivativos de compra a termo de moeda sem entrega física (NDF - *Non Deliverable Forward*), cujos ganhos e perdas são reconhecidos no resultado da Companhia.

Baseado nos valores nominais de 22 milhões de euros, em aberto em 31.12.2019, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo passivo, registrado em 31.12.2019, está apresentado na NE nº 29.

Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos

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

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando, para os cenários 1 e 2, a elevação ou queda de 25% e 50% nas cotações futuras, aplicados sobre a cotação futura de 31.12.2019. Os resultados obtidos estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Variação na taxa cambial	Base 31.12.2019	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) em operações com instrumentos financeiros derivativos	Elevação	(1.203)	23.777	48.757
	Queda	(1.203)	(26.183)	(51.163)

c) Risco de taxa de juros e variações monetárias

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

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

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

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

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2019 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores (CDI/Selic: 4,25%, IPCA: 3,20%, IGP-DI: 3,59%, IGP-M: 3,98% e TJLP: 4,80%) previstos na mediana das expectativas de mercado para 2020 do Relatório Focus do Bacen de 06.03.2020, exceto a TJLP, que considera a projeção interna da Companhia.

Para os cenários 1 e 2, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados - dez.2019		
		31.12.2019	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	282.081	11.988	8.997	6.009
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	147	6	5	3
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.350.685	48.490	36.367	24.245
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	473.989	20.145	15.108	10.072
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.548.456	81.551	61.163	40.775
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	69.182	-	-	-
		4.724.540	162.180	121.640	81.104
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(679.976)	(28.899)	(36.124)	(43.348)
BNDES	Alta TJLP	(2.198.064)	(105.507)	(131.884)	(158.261)
BNDES	Alta IPCA	(8.288)	(265)	(332)	(398)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(95.807)	(4.599)	(5.748)	(6.898)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(331)	(16)	(20)	(24)
Outros	Sem Risco	(77.261)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.464.603)	(274.746)	(343.432)	(412.118)
Debêntures	Alta IPCA	(1.950.591)	(62.419)	(78.024)	(93.628)
Debêntures	Alta TJLP	(125.172)	(6.008)	(7.510)	(9.012)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(102.284)	(4.347)	(5.434)	(6.521)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(18.063)	(768)	(960)	(1.152)
Pert	Alta Selic	(497.207)	(21.131)	(26.414)	(31.697)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(563.756)	(22.437)	(28.047)	(33.656)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(48.831)	(1.563)	(1.953)	(2.344)
		(12.830.234)	(532.705)	(665.882)	(799.057)

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

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº 475/2008, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros, considerando 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). Com base na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2019, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

A partir de 2014, os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem mantido os indicadores de risco de déficit de energia dentro da margem de segurança, nas projeções de curto prazo. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no Plano da Operação Energética 2019-2023 - PEN 2019.

Embora os estoques nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinados com outras variáveis, como o menor crescimento do consumo, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) em todos os subsistemas.

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

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

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

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

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

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos, abordagem atualmente adotada 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, Santa Clara, Fundão, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

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

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

Atualmente, 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. 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 tem o prazo de prorrogação limitado a 20 anos.

A concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e 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 receita inicial.

Contudo, em 2019 foi publicado o Decreto nº 10.135/2019 que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização através de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, alterando o regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 18 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

A Copel possui 2 usinas com o vencimento da concessão nos próximos 5 anos.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), que terá sua concessão vencida em 2023, 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 (NE nº 41.2).

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2024, 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, para celebração de eventual Termo Aditivo. A usina encontra-se em processo de modernização e terá como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta.

Conforme a lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina em 2020 e das UHEs Guaricana e Chaminé em 2021. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

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

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

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

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Crítérios	Penalidades
até 2020	Eficiência econômico-financeira e de qualidade	2 anos consecutivos ou ao final do período de 5 anos (2020)	extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	2 anos consecutivos ou 3 vezes em 5 anos	limitação de distribuição de dividendos e JCP
	Eficiência econômico-financeira	no ano base	aporte de capital (a)
A partir do 6º ano (2021)	Eficiência econômico-financeira	2 anos consecutivos	extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	3 anos consecutivos	

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

Metas definidas à Copel Distribuição nos primeiros cinco anos após a prorrogação do contrato de concessão

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

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

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

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

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

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

(f) DECI / FECi em 2019: dados preliminares.

36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Conforme apresentado na NE nº 2.1.1, a data de vencimento da concessão de distribuição de gás da controlada Compagás está em discussão junto ao poder concedente.

Em caso de não prorrogação da concessão, a Compagás terá direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão pelo seu valor de reposição depreciado, conforme previsão contratual.

36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

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

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

Desde 2016, o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, na medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física e a migração massiva de consumidores para o mercado livre, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Em relação à contratação de 2019, os cenários de oferta e demanda apontam a ocorrência de sobrecontratação de 105,8% pela Copel DIS. Não obstante, considerando que esta situação decorre, principalmente, da migração de consumidores para o mercado livre, considera-se que a distribuidora mantém preservada a garantia de neutralidade, uma vez que este fator é passível do reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

36.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagás (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária). Este mercado é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagás possui contrato de suprimento de gás natural até dezembro de 2021, gás este proveniente da Bolívia, e está realizando uma chamada pública para consulta ao mercado sobre propostas para suprimento de gás natural a partir de janeiro de 2022. Já a UEG Araucária negocia contratos de gás natural de curta duração por não ter energia elétrica gerada contratada no ambiente regulado.

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

No âmbito do Novo Mercado de Gás, a oferta de gás natural já demonstra crescimento e diversificação, tendo-se como alternativas a importação de gás da Bolívia, importação de gás natural liquefeito (GNL) que possui grande oferta mundial, utilização de gás natural explorado em bacias *onshore* e maior aproveitamento de gás natural do pré-sal o qual possui grandes volumes a serem explorados.

Em relação à malha de transporte, as mudanças na regulação para possibilitar o acesso de novos agentes, as chamadas públicas oportunamente realizadas pela TBG (transportador do Gasbol) que tem como finalidade o estabelecimento de regime de contratação de capacidade no gasoduto e o Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) coordenado pela EPE, dão uma visão de melhor estruturação do setor e planejamento adequado para atendimento às demandas atuais e futuras, ainda que para estas últimas sejam necessários investimentos.

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 Compagás, bem como de eventual penalização advinda do descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, considera-se baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás.

36.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. Em 31.12.2019 o saldo consolidado da provisão registrado no passivo referente a não performance é de R\$ 65.790 (R\$ 83.525, em 31.12.2018), que poderá ser compensado com uma maior produção futura, medida dentro do ciclo contratual anual e/ou quadrienal.

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

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

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, apurado pela diferença entre o preço contratado e o preço de mercado futuro estimado pela Companhia.

Em 31.12.2019, baseado nos valores nominais de R\$ 4.448.602 (R\$ 222.928, em 31.12.2018) para contratos de compra e de R\$ 4.089.801 (R\$ 95.382, em 31.12.2018) para contratos de venda de energia elétrica, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de dezembro de 2019, que representavam a melhor estimativa do preço de mercado futuro. A taxa de desconto utilizada tem como referência a taxa de retorno das NTN-B divulgada pela Anbima, em 02.01.2020, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.12.2019, estão abaixo apresentados. A variação em relação ao saldo líquido de R\$ 3.786, em 31.12.2018, decorre do aumento do nível de contratação no mercado livre de energia.

Consolidado	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	13.540	(7.152)	6.388
Não circulante	447.095	(244.821)	202.274
	460.635	(251.973)	208.662

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

O principal fator de risco é a exposição à variação dos preços de mercado da energia. A variação da taxa de desconto não impacta de forma relevante o valor justo apurado.

As análises de sensibilidade foram preparadas de acordo com a Instrução CVM nº 475/08, considerando, para os cenários 1 e 2, a elevação ou queda de 25% e 50% nos preços futuros, aplicados sobre os preços de mercado de 31.12.2019. Os resultados obtidos são estes:

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2019	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações compra e venda de energia em mercado ativo	Elevação	208.662	297.525	386.389
	Queda	208.662	119.798	30.934

36.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia

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

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

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

36.3 Gerenciamento de capital

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

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

Em 31.12.2019, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Empréstimos e financiamentos	3.142.383	4.047.307
Debêntures	8.429.710	7.518.131
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(2.941.727)	(1.948.409)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(3.112)	(124.862)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante)	(121.617)	(112.604)
(-) Caução STN	(98.433)	(89.555)
Dívida líquida ajustada	8.407.204	9.290.008
Lucro líquido	2.062.869	1.444.004
Equivalência patrimonial	(106.757)	(135.888)
IRPJ e CSLL diferidos	205.771	(68.072)
Provisão para IRPJ e CSLL	433.555	580.065
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	488.486	438.050
Depreciação e Amortização	1.093.836	749.179
Ebitda ajustado	4.177.760	3.007.338
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	2,01	3,09

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Empréstimos e financiamentos	788.959	903.385	3.168.710	4.047.307
Debêntures	1.118.284	1.538.080	8.540.366	7.518.131
(-) Caixa e equivalentes de caixa	25.304	315.003	2.941.727	1.948.409
(-) Títulos e valores mobiliários	90	123.560	282.081	344.296
Dívida líquida	1.881.849	2.002.902	8.485.268	9.272.733
Patrimônio líquido	17.252.414	16.032.925	17.598.212	16.336.214
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,11	0,12	0,48	0,57

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
Parte Relacionada / Natureza da operação	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos		-	190.664	112.196	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.350.685	1.445.042	-	-	184.229	188.797	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	7.478	10.353	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	7.639	-	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	33	1.248	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	16.312	15.788	-	-	43.079	41.375	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	185	181	-	-	(2.171)	(1.559)
Entidades com influência significativa								
BNDSE e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	130.204	80.144	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.231.409	2.208.920	-	-	(175.461)	(131.379)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	11.783	17.651	-	-	(1.194)	(2.625)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	253.877	268.286	-	-	(28.240)	(30.316)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	294	-	311	273	4.710	4.200	(5.852)	(5.227)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	144	-	-	480	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso - mútuo	-	-	-	-	-	294	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (c) (h) (i) (j)	256	329	1.512	285	2.792	4.250	(14.233)	(14.869)
Dividendos	4.443	3.316	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	161	58	-	-	(1.938)	(1.797)
Dividendos	4.306	6.033	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	829	316	-	-	(10.137)	(9.514)
Dividendos	31.793	21.470	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	383	136	-	-	(4.853)	(4.475)
Dividendos	14.846	15.869	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	638	212	-	-	(6.514)	(6.595)
Dividendos	5.962	8.544	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	467	170	-	-	(5.403)	(1.618)
Dividendos	7.286	1.461	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	2.035	5.126	10	-	16.449	6.600	(340)	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (l)	40	-	1.436	1.436	145	-	(16.905)	(16.903)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	209	193	-	-	2.538	2.668	-	-
Dividendos	-	18.071	-	-	-	-	-	-
Aquisição de projetos de usinas	-	-	-	19.461	-	-	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (n)	4.436	2.226	-	-	8.354	8.051	(21)	(4)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(25.860)	(27.368)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.560)	(1.725)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	9	20	-	-	285	299	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	14.662	312	-	-	(2.520)	(15.396)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	1.194.936	968.763	-	-	-	-
Lactec (c) (o)	4	-	1.507	1.601	746	-	(2.787)	(4.026)

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

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária que, em 31.12.2019, totalizam 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, face a tal condição, 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 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 do Governo do Estado do Paraná regulamentado pelo Decreto nº 1.288 de 30.04.2019, compreende a concessão de desconto especial mensal na tarifa de energia elétrica e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, referente ao consumo noturno para as unidades consumidoras consideradas nesse decreto. Esse programa prevê o pagamento pelo Governo Estadual à Copel Distribuição do valor correspondente a 60% do consumo de energia elétrica ativa da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno, conforme especificado no Decreto 1.288 de 30.04.2019.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f)** O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 09.05.2021. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.

- i) Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques Eólicos.
- j) A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria com vencimentos em maio de 2020 e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- l) Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste e Marumbi, com vencimentos a partir de 17.08.2031 até 21.07.2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- m) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2020, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- n) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS.
- o) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.

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.

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

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

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra de energia elétrica efetuados pela Copel GeT, no total de R\$ 4.005 (R\$ 3.246 em 31.12.2018) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 21.846 (R\$ 79.358 em 31.12.2018).

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

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.12.2019	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora (a)	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	57.542	49,0	5.956
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	374.894	49,0	183.698
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.07.2018	15.12.2030	118.000	119.561	49,0	58.585
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	1.098.965	50,1	550.581
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	15.04.2019	15.11.2030	210.000	202.767	50,1	101.586
(6) Cantareira Transmissora de Energia (a)	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	453.020	49,0	28.175
(7) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	103.374	49,0	50.653
							979.234

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

Instituição financeira financiadora: BNDES: (1) (2) (4) (6)

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança: prestado pela Copel GeT: (1); prestado pela Copel: (2) (3) (4) (5) (6) (7).

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	30.09.2020	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2020	47.000	49,0	23.030
Mata de Santa Genebra	31.05.2020	78.300	50,1	39.228
				106.358

38 Compromissos

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

Consolidado	31.12.2019	31.12.2018
Contratos de compra e transporte de energia	137.279.155	140.638.024
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	115.732	214.086
Construção da usina UHE Colíder	-	36.303
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	-	202.668
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	-	40.392
Construção da PCH Bela Vista	111.481	-
Obras de telecomunicações	90.769	115.710
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	428.441	528.109
Obrigações de compra de gás	859.211	1.339.848

39 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	31.05.2020	2.233.183
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.11.2020	2.166.984
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2021	2.165.557
Riscos Nomeados	24.08.2020	2.069.590
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2021	684.130
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2020	890.763
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2020	799.290
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2020	662.791
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2020	569.835
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2021	302.984

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2019, de R\$ 4,0307.

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

40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

40.1 Transações que não envolvem caixa

Dentre as movimentações ocorridas na rubrica de ativos de contrato, especificadas nas NEs nº 11.1 e 11.2, as aquisições totalizaram R\$ 1.039.234 (R\$ 813.450 em 31.12.2018). Deste valor, R\$ 48.068 (R\$ 50.927 em 31.12.2018) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

De acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 551.162 (R\$ 1.455.318 em 31.12.2018). Deste valor, R\$ 52.446 (R\$ 71.454 em 31.12.2018) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do período.

Em dezembro de 2018 ocorreu a aquisição a prazo dos estudos e projetos denominados PCH Bela Vista e UHE Salto Grande, pelo valor de R\$ 19.461, junto à empresa Foz do Chopim Energética Ltda, sendo tal obrigação registrada na rubrica de fornecedores. Em 2019 ocorreu a quitação desta negociação mediante encontro de contas com os dividendos a receber do citado fornecedor, o qual integra o conjunto de investimentos consolidados da Companhia na condição de coligada.

Conforme a NE nº 28.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 13.237, sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

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

41 Eventos subsequentes

41.1 Prêmio por Desempenho

Em 12.02.2020, a Companhia aprovou o programa de incentivo de curto prazo, denominado Prêmio Por Desempenho - PPD, de caráter variável, com o objetivo de alinhar os esforços nos diferentes níveis organizacionais aos objetivos estratégicos da Companhia. Esse programa foi desenvolvido prezando por sua consistência técnica e considerando as melhores práticas de mercado, com o apoio da FIA - Fundação Instituto de Administração, consultoria especializada em projetos de modernização de práticas de gestão de pessoas em empresas públicas e privadas. Assim, a Copel aperfeiçoa sua gestão por metas e aprimora sua cultura de meritocracia, assegurando a execução eficiente do plano estratégico. Resguardando os valores da Companhia, a implementação desse programa reflete o compromisso assumido pela Administração com o aprimoramento da eficiência operacional do grupo Copel e com os mais elevados padrões de Governança Corporativa, fortalecendo os pilares para a perenidade e o crescimento sustentável do negócio.

41.2 UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto

Em 03.03.2020, a Copel GeT se manifestou perante ao Ministério de Minas e Energia - MME pelo enquadramento, nos termos do Decreto Federal nº 9.271/2018, da sua subsidiária SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica. Na mesma data, a SPE assinou junto à Aneel o contrato de concessão para exploração da UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto ("GBM" ou "Foz do Areia"), concretizando a transferência de titularidade da usina. A manifestação tem por objetivo possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos para UHE Foz do Areia, condicionada a um processo de alienação do controle da respectiva SPE, de acordo com as prerrogativas do Decreto Federal acima citado, dentro do prazo de até 18 meses antes do vencimento do atual contrato de concessão, que expira em 17.09.2023.

41.3 UTE Araucária - Contrato de Gás

Foi celebrado contrato de suprimento de combustível entre a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras e a UEG Araucária Ltda - UEGA, para a Usina Termelétrica de Araucária, com vigência a partir de 21.02.2020, até 31.12.2020, com garantia pela Copel, o qual prevê o fornecimento de 2.150.000 metros cúbicos de gás natural por dia, sem obrigatoriedade de retirada. Com isso, a UTE Araucária permanecerá disponível ao Sistema Interligado Nacional - SIN e poderá ser despachada a critério do Operador Nacional do Sistema (ONS).

41.4 Efeito do coronavírus (COVID-19) nas demonstrações financeiras

Em consonância com o Ofício Circular nº 02/2020, emitido em 10.03.2020 pela CVM, a Companhia tem avaliado constantemente os potenciais impactos do Coronavírus (COVID-19) nas áreas administrativas e de operações e tem tomado medidas visando conter a disseminação da doença e minimizar os impactos econômicos. Ressalta-se ainda que até o momento não houve impacto relevante ou material em seus negócios que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos apresentados nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em 31.12.2019. A Companhia continuará avaliando tais impactos e riscos e fará as divulgações necessárias quando pertinentes.

Em 24.03.2020, a Aneel anunciou medidas no período de contingência da pandemia, suspendendo por 90 dias, a partir de 25.03.2020, os cortes por inadimplência de unidades consumidoras residenciais, além de serviços e atividades consideradas essenciais, conforme a legislação. Ampliando tais medidas, o Governo do Estado aumentou o subsídio da faixa de isenção da fatura de energia elétrica para famílias de baixa renda de 120 kWh para 150 kWh por mês.