



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2018

Foto
Francisco de Paula Moggi
(empregado da Copel)



COPEL
Companhia Paranaense de Energia



Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Inscrição Estadual 10146326-50

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
E
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2018

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. PERFIL ORGANIZACIONAL	5
2. GOVERNANÇA CORPORATIVA	11
2.1. Estrutura de Governança	12
2.2. Integridade	14
2.3. Gestão da Sustentabilidade	17
3. DESEMPENHO OPERACIONAL	18
3.1. Análise macroeconômica	18
3.2. Ambiente regulatório	18
3.3. Segmentos de Negócios	23
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	39
4.1. Receita Operacional Líquida	39
4.2. Custos e Despesas Operacionais	40
4.3. EBITDA ou LAJIDA	42
4.4. Resultado Financeiro	43
4.5. Valor Adicionado	43
4.6. Endividamento	43
4.7. Lucro Líquido	44
4.8. Inadimplência de Consumidores	46
4.9. Programa de Investimentos	47
4.10. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE	47
5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL	49
5.1. Recursos humanos	49
5.2. Fornecedores	52
5.3. Clientes	52
5.4. Responsabilidade Socioambiental	53
6. BALANÇO SOCIAL	55
7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA	58

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

Em 2018 a Copel apresentou resultados econômicos sólidos e ampliou seus negócios. Num ano de transição política e com o quadro macroeconômico ainda em recuperação, a Copel apresentou Ebitda de R\$ 3.143,3 milhões, valor 9,4% acima ao do ano anterior, e lucro líquido de R\$ 1.444,0 milhões, um crescimento de 29,1%.

Os números refletem um programa consistente de redução de custos, melhoria de eficiência e rigorosa disciplina na alocação de capital. Simultaneamente, a Companhia encaminhou o encerramento de um longo ciclo de investimentos em seu parque de geração e transmissão nos dez estados em que atua. O destaque fica para a conclusão das usinas hidrelétricas de Colíder (300 MW de capacidade instalada e investimento de R\$ 2,4 bilhões), Baixo Iguaçu (350 MW e R\$ 2,5 bilhões), com 30% de participação da Copel, e dos complexos eólicos Cutia e Bento Miguel (312 MW e R\$ 2,1 bilhões), com produção iniciada em 2019.

Além da ampliação do parque gerador da Copel, começaremos a colher os frutos destes investimentos com uma receita incremental ao redor de R\$ 450,0 milhões a partir do corrente ano, quando projetamos investir valor da ordem de R\$ 2,0 bilhões nos negócios da Companhia. Dentre os investimentos, contam-se o início das obras da PCH Bela Vista, arrematada em leilão no último ano, e de linhas de transmissão concentradas no Estado do Paraná.

O ano de 2018 também marcou um grande crescimento da Copel Energia, nossa subsidiária de comercialização. Criada há menos de dois anos, apresentou um aumento de 102% em seu faturamento e já figura entre as maiores comercializadoras do País em volume negociado. O objetivo é ampliar ainda mais a participação de mercado tendo por locomotiva a reputação da marca Copel.

No segmento de distribuição a Copel melhorou, nos dois últimos anos, em 73% a eficiência do Ebitda realizado em relação ao Ebitda regulatório estimado, com a expectativa realista de atingi-lo já em 2019, quando o investimento no segmento será de R\$ 835,0 milhões. A Copel Distribuição apresenta hoje seus principais índices de qualidade de fornecimento — DEC e FEC — abaixo dos limites regulatórios, fator que contribuiu para que a Companhia fosse reconhecida como a melhor distribuidora do Brasil, na visão dos seus clientes, pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

Inauguramos o Smart Copel, centro de operações de distribuição mais moderno do Brasil, no bairro Novo Mundo, em Curitiba. A unidade gradativamente centralizará a gestão do sistema — assumindo a função antes realizada a partir das cinco regiões do Estado — e já permite controlar o sistema elétrico remotamente, isolar problemas com rapidez e controlar a qualidade do fornecimento em tempo real, entre outras possibilidades.

A se considerar a transformação por que passa o segmento de distribuição na atualidade, o investimento em inovação é vital, voltado à construção da infraestrutura das futuras cidades inteligentes. Nosso programa de modernização das redes no campo terá continuidade, com a incorporação de inovações que resultam de

mais de uma década de trabalho na operação de redes inteligentes. Elas incluem tecnologias de automação e controle remoto da rede elétrica, instalação de medidores inteligentes e projetos de pesquisa e desenvolvimento pioneiros no Brasil.

Ipiranga, no interior do Paraná, tornou-se em 2018 a primeira cidade do país a ser inteiramente coberta por religadores e medidores inteligentes integrados a um mesmo sistema de comunicação. O segundo projeto a utilizar esse conceito cobrirá integralmente os municípios de São José dos Pinhais e Tijucas do Sul, em atendimento a 126 mil consumidores. O conjunto de inovações da Copel inclui também as maiores pesquisas sobre armazenamento de energia em curso no Brasil, e testes de microgeração a partir da biomassa do agronegócio, que guarda enorme potencial para exploração no Paraná.

Outro investimento importante na área de inovação reside na mobilidade elétrica, com a inauguração em 2018 da maior eletrovia do Brasil. Ela conta com 11 eletropostos que conectam o Paraná de leste a oeste, ao longo de mais de 700 quilômetros, entre o Porto de Paranaguá e Foz do Iguaçu.

A base para todos esses investimentos e resultados se encontra em nossa governança corporativa. Em dezembro de 2018, a Copel foi certificada como Destaque em Governança na B3, sendo a única estatal de controle estadual com tal reconhecimento. E, na busca por nos tornarmos uma referência em sustentabilidade, consolidamos no último ano um papel de protagonismo na articulação de atores da Região Sul do Brasil em busca das metas dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS. Para tanto, a Companhia, que lidera a frente regional do Programa Cidades do Pacto Global desde 2017, passou a sediar, em 2018, em suas instalações no bairro Bigorrilho, em Curitiba, o Hub Local 2030, diretamente ligado à Organização das Nações Unidas - ONU.

Os resultados atingidos refletem o maior patrimônio da Copel, conjunto de mais de 7.600 colaboradores que não poupam esforços para mantermos um serviço de excelência, e que em 2018 nos colocaram entre as 150 melhores empresas para se trabalhar, pelo levantamento da Revista Você S/A.

É com grande ânimo e confiança que encaramos os desafios em 2019. Iniciamos um novo ciclo para a Companhia, com energia de sobra para colaborar como indutor indispensável ao crescimento econômico e, assim, atender aos nossos clientes, parceiros e a sociedade de maneira geral.

Daniel Pimentel Slaviero

Presidente da Copel

1. PERFIL ORGANIZACIONAL

A Copel foi criada em outubro de 1954 e é a maior empresa do Paraná em patrimônio e receita líquida. Atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, além de telecomunicações e gás natural.

Opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição, e um moderno sistema de telecomunicações, que integra todas as cidades do Estado.

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



• Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	3,1	^{(2) (3)} 21,1	^{(2) (3)} 49,3
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	2,4	11,6	21,6
Distribuição de energia elétrica ⁽⁵⁾	⁽⁶⁾ 6,2	⁽⁶⁾ 33,8	⁽⁷⁾ 97,3
Distribuição de gás ⁽⁷⁾	3,0	23,4	100,0
Telecomunicações ⁽⁸⁾	0,6	3,4	8,8

⁽¹⁾ Capacidade instalada. Não incluídas as participações da Copel e as usinas eólicas

⁽²⁾ Não incluída a Usina de Itaipu

⁽³⁾ Não inclui as usinas do Rio Paranapanema

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

⁽⁵⁾ Mercado fio de distribuição

⁽⁶⁾ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

⁽⁷⁾ Dado estimado

⁽⁸⁾ Número de acessos

• Prêmios e certificações em 2018

Prêmios / Certificações	Certificador
Prêmio Abradee - Qualidade de Gestão	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee
Prêmio - Melhor Distribuidora (categoria bronze)	Comisión de Integración Energética Regional - CIER América Latina
Selo Clima Paraná Ouro	Governo do Estado do Paraná
Prêmio - 150 Melhores empresas para trabalhar	Revista Você S/A
Certificado Empresa Cidadã - informações apresentadas no relatório Social	Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio
Prêmio 500 maiores do sul - Maior empresa do Paraná	Revista Amanhã
Prêmio 500 maiores do sul - Maior receita líquida setor de energia	Revista Amanhã
Prêmio 500 maiores do sul - Maior receita líquida e maior patrimônio líquido entre as 100 maiores empresas do Paraná	Revista Amanhã
Prêmio Sesi ODS - Reconhecimento das práticas em prol dos objetivos de desenvolvimento sustentável - categoria indústria	Sesi Paraná
Selo ODS Sesi - Reciclagem de fibra ótica	SESI - Serviço Social da Indústria
Destaque em data center	Anuário telecom
Prêmio IASC Brasil - Concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras	Aneel
Prêmio IASC Sul - Concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras	Aneel
Prêmio - Melhores em gestão	FNQ - Fundação Nacional da Qualidade
Melhores práticas socioambientais	Benchmarking Brasil
Viva Voluntário	Governo Federal
Melhor Gestão de Frotas da América Latina	Instituto Parar
Profissionais do Ano	Organizações Globo
Certificado carbono zero	Biofíllica
Empresa do ano setor telecom	Anuário telecom
Prêmio Abraconee de Melhor Divulgação das Demonstrações Contábeis do exercício de 2017 - 1º lugar na categoria Holding do setor de energia elétrica	Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica - Abraconee
Prêmio Abraconee de Melhor Divulgação das Demonstrações Contábeis do exercício de 2017 - 3º lugar na categoria grandes empresas do setor de energia elétrica	Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica - Abraconee
Destaque em governança de empresas estatais	B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão
ISE - Índice de Sustentabilidade Empresarial	B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão
Empresa pública mais transparente do Brasil	Transparência Internacional - Trac Brasil
10 anos de publicação de inventário de emissões de gases de efeito estufa	GHG Protocol
Reconhecimento pela implantação das salas de apoio a amamentação	Ministério da Saúde
Operadora de banda larga com maior nota de satisfação geral	Anatel

• Referencial Estratégico

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

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

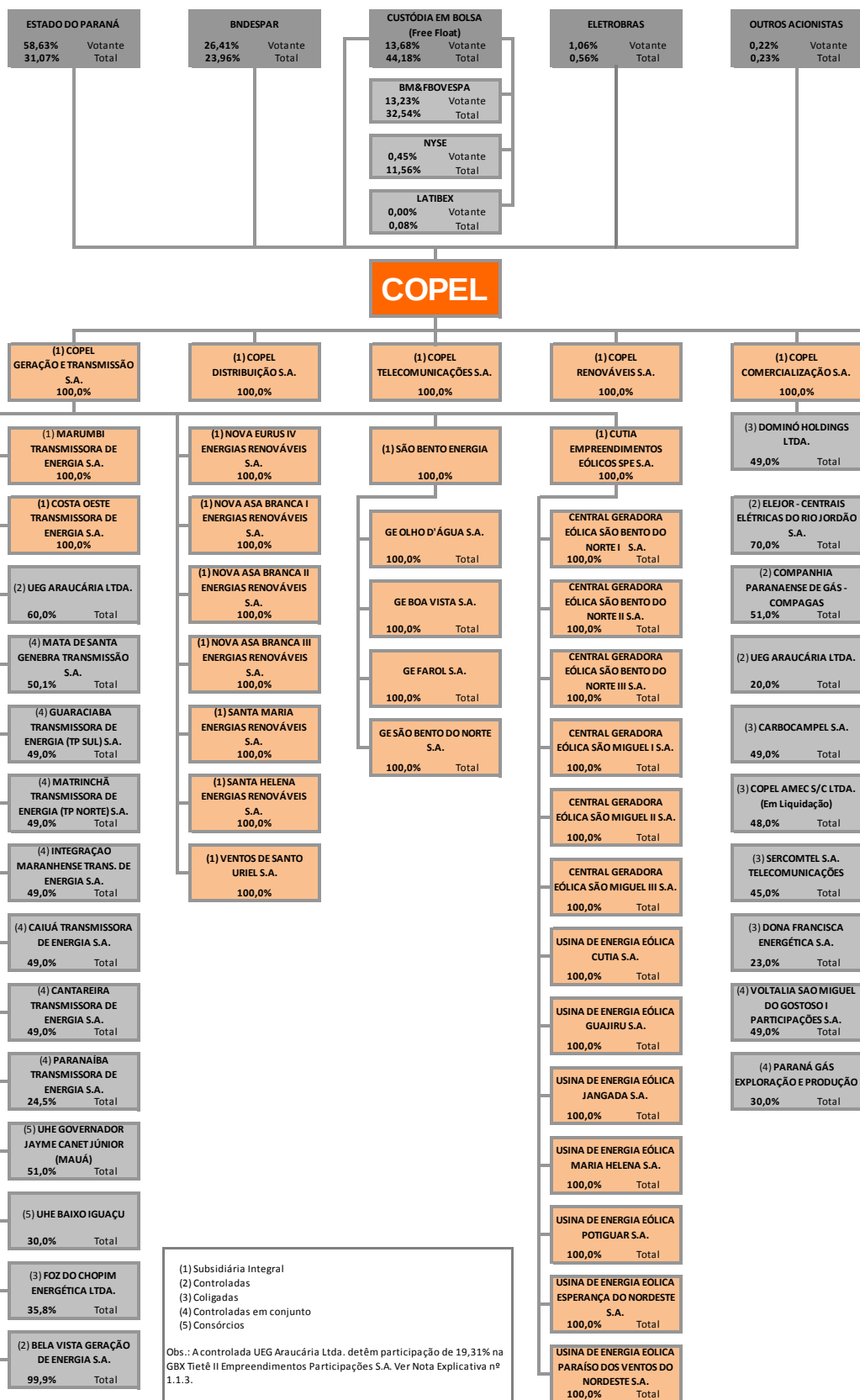
Visão: Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável.

Valores:

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

Organograma societário

A seguir, o organograma de participação societária da Copel em 31.12.2018:



• Copel em Números

	2018	2017	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	35.930.100	33.162.377	8,3
Caixa e equivalentes de caixa	1.948.409	1.040.075	87,3
Títulos e valores mobiliários	344.296	219.663	56,7
Dívida total	11.565.438	9.830.483	17,6
Dívida líquida	9.272.733	8.570.745	8,2
Receita operacional bruta	23.725.810	21.574.289	10,0
Deduções da receita	8.791.030	7.549.716	16,4
Receita operacional líquida	14.934.780	14.024.573	6,5
Custos e despesas operacionais	12.676.621	11.984.931	5,8
Equivalência patrimonial	135.888	101.739	33,6
Resultado das atividades	2.258.159	2.039.642	10,7
Ebitda ou Lajida	3.143.226	2.872.980	9,4
Resultado financeiro	(438.050)	(748.440)	(41,5)
IRPJ/CSLL	511.993	274.686	86,4
Lucro operacional	1.955.997	1.392.941	40,4
Lucro líquido do exercício	1.444.004	1.118.255	29,1
Patrimônio líquido	16.336.214	15.510.503	5,3
Juros sobre o capital próprio	280.000	266.000	5,3
Dividendos	98.542	23.401	321,1
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,0	0,9	11,1
Liquidez geral (índice)	0,9	0,8	12,5
Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	21,0	20,5	2,4
Lucro por ação - Ações ordinárias	4,91091	3,60754	36,1
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	5,40201	3,96830	36,1
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	5,40201	3,96830	36,1
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	59,7	56,7	5,3
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	70,8	63,4	11,7
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	13,1	9,9	32,3
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	9,7	8,0	21,3
Participação de capital de terceiros (%)	54,5	53,2	2,4
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽¹⁾	9,3	7,5	24,0

⁽¹⁾ LL ÷ (PL inicial)

2. GOVERNANÇA CORPORATIVA

A gestão da Copel tem como referência, além da Lei nº 13.303/2016, o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa, do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC, a Instrução CVM nº 586/2017, as determinações da *Securities and Exchange Commission* - SEC, e a Lei Sarbanes-Oxley - SOX. A Companhia conta com uma Política de Governança Corporativa, na qual estabelece sua responsabilidade, seus objetivos e compromissos, calcados nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas e responsabilidade corporativa.

A Copel tem aprimorado suas práticas de governança corporativa para a adequação integral às exigências legais, aos regulamentos da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, ao Regulamento dos Emissores da B3 e às rigorosas práticas impostas pela legislação norte-americana para empresas listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque, e em alinhamento às boas práticas de governança corporativa.

Foi a primeira empresa do setor elétrico brasileiro a ser listada na Bolsa de Valores de Nova Iorque, em 1997. Sua marca também está presente, desde junho de 2002, na Comunidade Econômica Europeia, devido ao seu ingresso na Latibex – o braço latino-americano da Bolsa de Valores de Madri (Espanha). No Brasil, a Copel integra o Nível 1 de governança corporativa da B3. A Companhia conquistou, em dezembro de 2018, a certificação no Programa Destaque em Governança de Estatais da bolsa de valores brasileira.

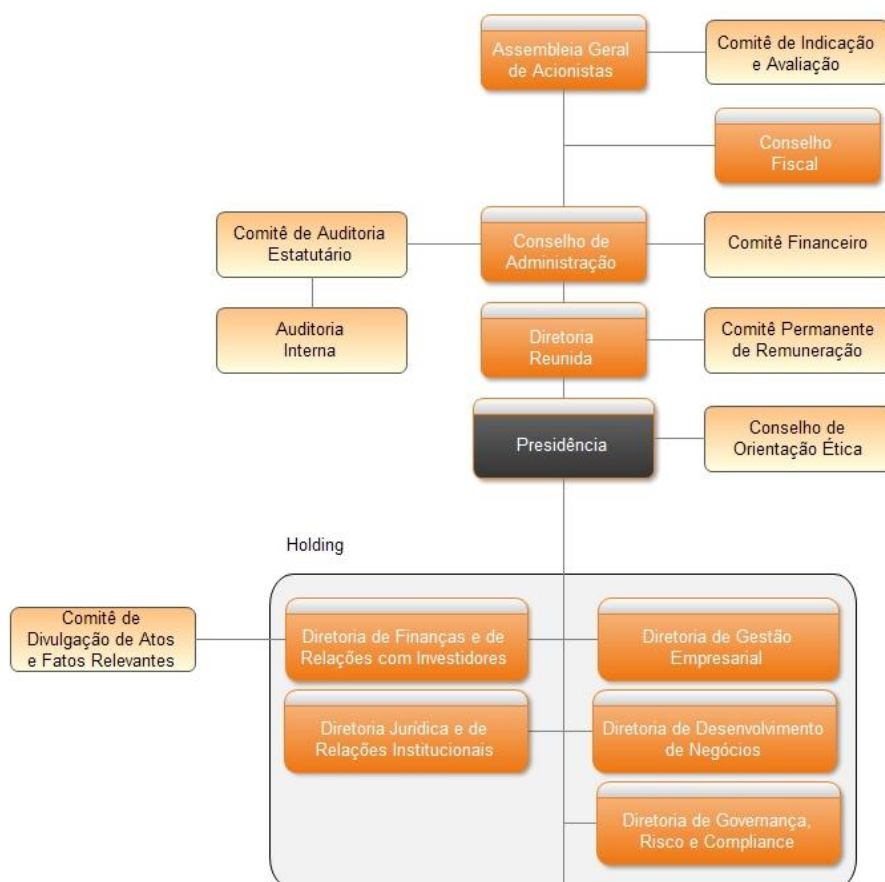
Entre os avanços realizados em 2018, destaca-se:

- a revisão dos Estatutos Sociais da Copel (Holding) e de suas subsidiárias integrais (SIs), que incorporaram melhorias além do previsto na Lei das Estatais, fortalecendo a governança corporativa da Companhia;
- o estabelecimento de diretrizes e regras para a indicação de membros para os colegiados da Copel (Holding) e SIs, e para os colegiados de suas participações societárias diretas ou indiretas em linha com a legislação aplicável e com os entendimentos mantidos pela CVM; e
- o estabelecimento de diretrizes e regras para a gestão das participações societárias da Companhia, buscando maximizar a eficiência, a eficácia e a efetividade de seus negócios, contribuir para sustentabilidade da Copel e das participações societárias, reduzir a exposição a riscos e fortalecer o ambiente de controles internos, com o objetivo de evitar fraudes e reduzir as perdas financeiras geradas por ineficiência dos processos.

Além desses avanços, outro que merece destaque associado à governança corporativa é a gestão de riscos de fraude e corrupção nas operações; de ocorrência de conflitos de interesse; de danos à reputação; e da adoção de práticas anticompetitivas.

2.1. Estrutura de Governança

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



Assembleia geral de acionistas

É o órgão máximo da Companhia, com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao seu objeto social. É regido pela legislação aplicável.

Comitê de indicação e avaliação

Comitê com competência para auxiliar o acionista na verificação da conformidade do processo de indicação e avaliação dos Administradores, conselheiros fiscais e membros de comitês estatutários da Copel (Holding), suas subsidiárias integrais, podendo ser estendido às suas participações societárias diretas e indiretas, nos termos da legislação aplicável.

Conselho Fiscal

Órgão independente da Administração, que possui a finalidade de fiscalizar as ações praticadas pelos diretores e conselheiros de administração e opinar sobre as contas da Companhia.

Conselho de Administração - CAD

Órgão de deliberação estratégica e colegiada, responsável por definir a orientação superior da Companhia, zelando pela proteção de seu patrimônio, a consecução de seu objeto social, além de ser responsável por orientar a diretoria para a maximização do retorno do investimento, agregando valor ao negócio com sustentabilidade.

Diretoria reunida

Órgão executivo de administração e representação da Copel (Holding), com responsabilidade de assegurar o funcionamento regular da Companhia, em alinhamento à estratégia geral traçada pelo Conselho de Administração. É composto por um Diretor Presidente, um Diretor de Gestão Empresarial, um Diretor de Finanças e de Relações com Investidores, um Diretor Jurídico e de Relações Institucionais, um Diretor de Desenvolvimento de Negócios, e um Diretor de Governança, Risco e *Compliance*. A Companhia conta, ainda, com um Diretor Adjunto.

Compete ao Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da Copel (Holding) exercer a função não remunerada de Diretor de Finanças das subsidiárias integrais, a menos que legislação específica determine diretor exclusivo.

Compete ao Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Companhia exercer a função não remunerada de Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Copel GeT, da Copel DIS, da Copel Energia e da Copel REN.

Comitê de Auditoria Estatutário

Órgão de assessoramento ao Conselho de Administração, composto, em sua maioria, por conselheiros independentes, escolhidos entre os membros do Conselho de Administração e em conformidade com a legislação aplicável. Esse órgão tem a finalidade de proteger os interesses dos acionistas e demais partes interessadas a partir do monitoramento da qualidade das demonstrações financeiras e dos controles internos, e da conformidade, da integridade e do gerenciamento de riscos da organização.

Conselho de Orientação Ética - COE

Órgão vinculado à Presidência, que tem como finalidade zelar para que o posicionamento ético e moral da Copel se mantenha em níveis elevados perante a sociedade.

Comitê de divulgação de atos e fatos relevantes

Órgão vinculado à Diretoria de Finanças e de Relações com investidores que tem como finalidade gerir a Política de Divulgação de Informações e Preservação de Sigilo da Companhia, sendo responsável pela aprovação das informações a serem divulgadas ao mercado e pelo monitoramento e disponibilização de informações privilegiadas à área responsável pela comunicação com os órgãos reguladores e demais agentes do mercado de capitais.

Comitê Financeiro (ad hoc)

Comitê destinado a assessorar o Conselho de Administração da Copel (Holding), com competências relativas a assuntos de natureza econômico-financeira da Companhia, de suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas.

Comitê Permanente de Remuneração

Órgão vinculado à Diretoria de Gestão Empresarial responsável por elaborar e propor política de fixação da remuneração dos administradores e conselheiros fiscais das subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Copel.

Auditoria interna

Órgão não estatutário, vinculado à Presidência, de caráter independente e responsável por avaliar a efetividade do processo de gestão de riscos e a adequação das ações de tratamento e mecanismos de controles internos, além de prestar consultoria ao Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria Estatutário, Diretoria Executiva e demais áreas de negócios

2.2. Integridade

• Programa de Integridade

Em conformidade com o disposto na Lei Federal nº 12.846/2013, Decreto Federal nº 8.420/2015 e Lei Federal nº 13.303/2016, a Copel publicou, em 2017, seu Programa de Integridade, conjunto de mecanismos internos de integridade, ética, transparência, gestão de riscos, controles internos, *compliance*, auditoria interna e aplicação do Código de Conduta, que devem ser observados por todos os empregados, administradores e conselheiros fiscais. O Programa tem como objetivo prevenir, detectar e remediar possíveis atos que tenham impacto sobre a Companhia. A iniciativa é coordenada pela Diretoria de Governança, Risco e Compliance, monitorado por auditoria interna e externa, e submetido ao Comitê de Auditoria Estatutário da Copel.

A divulgação e a disseminação do Programa de Integridade e outras iniciativas de *compliance* são feitas periodicamente em meio eletrônico para toda a Companhia. A consulta a seu inteiro teor pode ser feita nos canais *online* internos e externos da Copel, por meio do Portal de *Compliance*.

• Práticas anticorrupção

Os processos operacionais são anualmente avaliados quanto aos riscos relacionados a erros ou fraudes que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras, sendo estabelecidos controles internos, submetidos a testes pela Auditoria Interna e pelo Auditor Independente, com resultados relatados à Administração. Os testes ocorrem anualmente, a partir de outubro, e são finalizados com avaliação de gravidade e magnitude das deficiências na ocasião do arquivamento do Formulário 20-F na SEC, em abril de cada ano.

Levando em conta o número de processos mapeados para atendimento à Lei Sarbanes Oxley, 100% das operações da Copel foram submetidas a avaliações de riscos relacionados a corrupção.

A Companhia desenvolve, ainda, atividades voltadas à manutenção do ambiente de controles internos e ao cumprimento dos requisitos legais e regulatórios vigentes, especialmente da SOX. A estrutura de controles internos segue os padrões do COSO, que é um quadro de referência reconhecido internacionalmente. A Copel utiliza ferramentas disponibilizadas pelo sistema ERP-SAP.

• Canais de denúncia

Visando acolher opiniões, críticas, reclamações, denúncias e consultas pessoais, a Copel disponibiliza canais de comunicação, que além de contribuir para o combate a fraudes e corrupção, também ampliam o relacionamento da organização com as partes interessadas. São eles:

- Canal de Comunicação Confidencial: destina-se ao recebimento de denúncias e comunicações relativas ao não cumprimento de leis e normas, especialmente com relação a fraudes ou irregularidades que envolvam questões de finanças, auditoria ou contabilidade. O canal garante proteção, preservação da identidade do manifestante e resposta à denúncia. Está disponível 24 horas por dia, sete dias por semana, por ligação gratuita pelo telefone: 0800 643 5665.
- Ouvidoria: existem dois canais abertos a todos os públicos, interno e externo, para sugestões, reclamações e denúncias, estando disponíveis em dias úteis, das 8h às 18h, com ligação gratuita. A Ouvidoria Copel Distribuição está disponível no telefone 0800 647 0606 e também no e-mail ouvidoria@copel.com. Além disso, está apta a receber as reclamações pessoalmente ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua Professor Brasílio Ovidio da Costa, 1703, Santa Quitéria, CEP: 80310-130, em Curitiba – PR. A Ouvidoria Copel Telecomunicações está disponível no telefone 0800 649 3949 e no e-mail ouvidoriatelecom@copel.com, estando apta a receber as

manifestações pessoalmente ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua Comendador Araújo, 614, Batel, CEP: 80420-000, em Curitiba - PR.

- Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral - Cadam: atende e apoia todo empregado vítima de assédio moral em seu ambiente de trabalho. As informações são confidenciais e tanto o denunciante como o denunciado têm garantia de preservação de identidade. Email: cadam@copel.com
- Conselho de Orientação Ética - COE: aprecia e emite orientação em processos relacionados à conduta ética na Companhia e tem prazo máximo de 90 dias para oferecer resposta final. E-mail: conselho.etica@copel.com

• Auditoria Externa

Nos termos estabelecidos pela Instrução nº 381/2003 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria, a Companhia e suas subsidiárias integrais possuem contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes desde 21.03.2016, para prestação de serviços de auditoria das demonstrações financeiras. Os trabalhos necessários à avaliação do ano fiscal se estenderão até 30.06.2019, data que corresponderá ao seu termo, podendo ser prorrogado formalmente em até 24 meses.

A Companhia troca a empresa responsável pela auditoria de suas demonstrações financeiras seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes, conforme a Instrução CVM nº 308/1999, e/ou o disposto na Lei 8.666/1993 - "Lei das Licitações".

O valor previsto de contratação para o período 2019-2020 é de R\$ 3,2 milhões. O valor pago para serviços de auditoria externa prestados em 2018 foi de R\$ 3,8 milhões.

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

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

2.3. Gestão da Sustentabilidade

Os desafios da sustentabilidade são parte do referencial estratégico da Copel, contido na missão e visão de negócios. São etapas dessa estratégia a busca permanente por melhorar o desempenho da área de sustentabilidade, bem como sua comunicação com as partes interessadas e a gestão de temas e indicadores.

A Companhia tem assumido, ao longo de sua trajetória, compromissos voluntários que são reconhecidos mundialmente como boas práticas:

- Agenda 2030
- Pacto Global
- Programa Cidades do Pacto Global
- Movimento Nacional ODS Nós Podemos
- Declaração: Chamada à Ação para os Governos no Combate à Corrupção
- Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção
- Princípios para Educação Executiva Sustentável – PRME

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

No ano de 2018 a economia brasileira foi moldada por diversos elementos econômicos, políticos e institucionais que se refletiram na lenta recuperação e no baixo crescimento econômico do País. No final do mês de maio de 2018 o Brasil registrou a maior greve dos últimos tempos, quando os caminhoneiros, insatisfeitos com os preços do diesel, bloquearam rodovias o que provocou significativo desabastecimento de alimentos e combustível em todo território nacional. As incertezas externas provocadas por uma possível guerra comercial entre Estados Unidos e China, corroborado com o vaivém da saída do Reino Unido da União Europeia causaram grandes oscilações no dólar e na bolsa de valores que aliado às tensões internas do processo eleitoral brasileiro derrubaram ainda mais as estimativas para o crescimento econômico de 2018. Tal percepção se consolidou no recuo das expectativas de mercado para o PIB nacional levantadas a partir do Boletim Focus do Banco Central que, do pico de 2,9% em fins de fevereiro, caíram para 1,3% no final de dezembro. Por outro lado, o declínio das taxas de inflação, a Selic nos menores patamares desde 1998, em consonância com a modesta recuperação do mercado de trabalho, contribuíram para a expansão de 1,3% do produto interno bruto brasileiro, conforme divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

Em âmbito regional, o Paraná já havia antecipado os movimentos de recuperação da crise desde o segundo semestre de 2016, colhendo os excelentes resultados do desempenho no campo, quando se observou safra recorde de 41,5 milhões de toneladas de grãos em 2017. A estimativa para 2018 ficou aquém do ano anterior, mas com produção em patamares superiores aos verificados em 2016, de modo que os efeitos positivos beneficiados pela renda agrícola foram refletidos sobre os segmentos industriais, diretamente vinculados à agricultura, e sobre os demais setores como comércio e serviços. Além disso, o setor produtivo estadual veio recuperando progressivamente seus níveis de produção a partir do segundo semestre de 2017, com destaque para a indústria automobilística e de celulose e papel, apoiadas em parte, no mercado internacional. A expansão dos índices do comércio e do setor de serviços no Paraná também apresentou significativo crescimento, associado aos diversos setores do comércio varejista ampliado. Em vista desse panorama, a economia paranaense registrou crescimento de 1,5% em 2018, segundo dados do Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social - IparDES.

3.2. Ambiente regulatório

Em 05.07.2017 o Ministério de Minas e Energia - MME publicou uma consulta pública contendo proposta de medidas legais que viabilizem o futuro do setor elétrico com sustentabilidade a longo prazo, intitulando-a de “Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico”. A consulta pública foi realizada no período de 05.07.2017 a 17.08.2017 e recebeu mais de 209 contribuições dos mais diversos segmentos.

Em 09.02.2018, foi publicado no sítio do citado Ministério, documento de fechamento da consulta pública contendo proposta compilada de aprimoramentos a serem realizados ao arcabouço regulatório de energia, motivados em especial por fenômenos tecnológicos, socioambientais e por fricções nos modelos de negócio existente. Dentre os temas que foram discutidos, destacam-se:

- Fim do regime de cotas para usinas hidráulicas prorrogadas ou licitadas, instituídos pela Lei 12.783/2013 e destinação de parte do benefício econômico de outorgas para Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, com vistas a redução do referido encargo para a sociedade;
- Redução dos limites de acesso para o mercado livre de energia;
- Aproximação da formação de preço de curto prazo ao custo de operação do sistema;
- Possibilidade de separação de lastro e energia, atualmente comercializados de forma agregada;
- Efeito de migração de consumidores para o mercado livre;
- Mercado de atributos ambientais;
- Atração de capital externo para investimentos no setor elétrico brasileiro;
- Racionalização de descontos tarifários;
- Destinação de recursos da reserva global de reversão para o segmento de transmissão;
- Diretrizes para utilização de recursos de pesquisa e desenvolvimento;
- Modernização do mercado regulado; e
- Desjudicialização do risco hidrológico.

Em maio de 2018, os citados aprimoramentos, em sua maioria, foram apensados ao Projeto de Lei da Câmara dos Deputados, nº 1.917/2015, denominado PL da Portabilidade da Conta da Luz, na forma de substitutivo. O Projeto de Lei aguarda aprovação desta Câmara para posterior submissão e aprovação no Senado e sanção Presidencial.

Caso o projeto seja convertido em Lei, haverá ainda a necessidade da regulamentação superveniente destes temas. Por essa razão, há muitas incertezas relacionadas a proposta de futuro do setor elétrico. Todavia, a Copel acompanha e atua em conjunto na construção do novo marco regulatório, inclusive, por intermédio de Associações que a representa, de audiências e consultas públicas instituídas pelo Poder Concedente e a Aneel, com vistas a mitigar riscos e antever novas oportunidades para os negócios da Companhia.

• **Prorrogação das Concessões**

As concessões dos segmentos de geração, transmissão e distribuição são regidas pela Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013.

No segmento de geração hidráulica, para as concessões de usinas alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074/1995 - que englobam a maioria das usinas da Copel - ficou instituída a possibilidade da prorrogação no regime de cotas de garantia física, pelo prazo de até 30 anos, uma única vez, mediante aceitação de condições expressas como: tarifa regulada, alocação da energia ao mercado regulado e submissão a padrões de qualidade. Já as concessões de geração de usinas termelétricas, a critério do poder concedente, institui-se a possibilidade de prorrogação, pelo prazo de 20 anos, uma única vez, desde que assegurem a continuidade, a eficiência na prestação do serviço e a segurança do sistema.

No segmento de transmissão, para as concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074/1995, a critério do poder concedente, ficou instituída possibilidade da prorrogação, pelo prazo de 30 anos, uma única vez, de modo a assegurar a continuidade, a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária.

No segmento de distribuição, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, ficou instituída a possibilidade de prorrogação, a critério do poder concedente, pelo prazo de até 30 anos, uma única vez, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica.

Concessões de Geração

Nos anos de 2014 e 2015, venceram 4 concessões de geração da Copel: Rio dos Patos, com 1,8 MW; Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza - GPS, com 260,0 MW; Mourão, com 8,2 MW; e Chopim I, com 1,8 MW de capacidade instalada. Após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu-se às análises possíveis, concluindo pela não viabilidade da prorrogação dessas usinas. A UHE Rios dos Patos teve sua concessão extinta, sem posterior relicitação, por falta de condições operacionais. A Companhia assinou instrumento de promessa de compra e venda dos ativos remanescentes. O valor negociado foi de R\$ 9,1 milhões.

As UHEs GPS e Mourão foram relicitadas pelo poder concedente, por mais 30 anos, sendo a primeira delas arrematada pela Copel. A UHE Chopim I teve seu regime de exploração alterado, por advento da lei, passando a condição de registro em favor da Companhia.

A concessão da Usina Termelétrica de Figueira venceu em 26.03.2019. Em 24.05.2017, a Companhia protocolou sua intenção de prorrogar esta concessão, ressaltando porém, que firmará os necessários contratos e/ou aditivos, somente após conhecer e aceitar os termos contratuais e as regras que orientarão todo processo relacionado à prorrogação da outorga.

Concessões de Transmissão

No ano de 2015, venceu a maior concessão de transmissão da Copel, conhecida como Concessão das Instalações Existentes ou Contrato nº 060/2001. Após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu-se às análises e avaliações, optando pela prorrogação do contrato de transmissão, por mais 30

anos, nos termos da Lei 12.783/2013, detalhadas na Nota Explicativa – NE nº 10.4.das Demonstrações Financeiras.

Concessões de Distribuição

No ano de 2015, venceu o contrato de concessão de distribuição nº 046/1999 da Copel.

Em novembro de 2015, por meio de Despacho do Ministro de Minas e Energia, foi deferido o requerimento da Copel para prorrogação da concessão. Em dezembro do mesmo ano foi assinado o 5º (quinto) aditivo contratual que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão nº 46/1999, por mais 30 anos, sob aceitação de novos indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômica e financeira.

A tabela a seguir apresenta os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira definidos para a Copel Distribuição nos primeiros cinco anos de renovação:

Gestão Econômico-Financeira			Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	DECI ^(b)	FECI ^(b)	DECI	FECI
2016	-	-	13,61	9,24	10,80	7,14
2017	Lajida ≥ 0 ^(d)	661,4	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	Lajida (-) QRR ≥ 0 ^{(e) (f)}		11,23	8,24	10,29 ^(c)	6,20 ^(c)
2019	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0] } $\leq 1 / (0,8 * Selic)$ ^{(e)(g)}		10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0] } $\leq 1 / (1,11 * Selic)$ ^{(e)(g)}		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) Dados preliminares.

^(d) Valor será apresentado na Demonstração Contábil Regulatória.

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

^(f) Selic: limitada a 12,87% a.a.

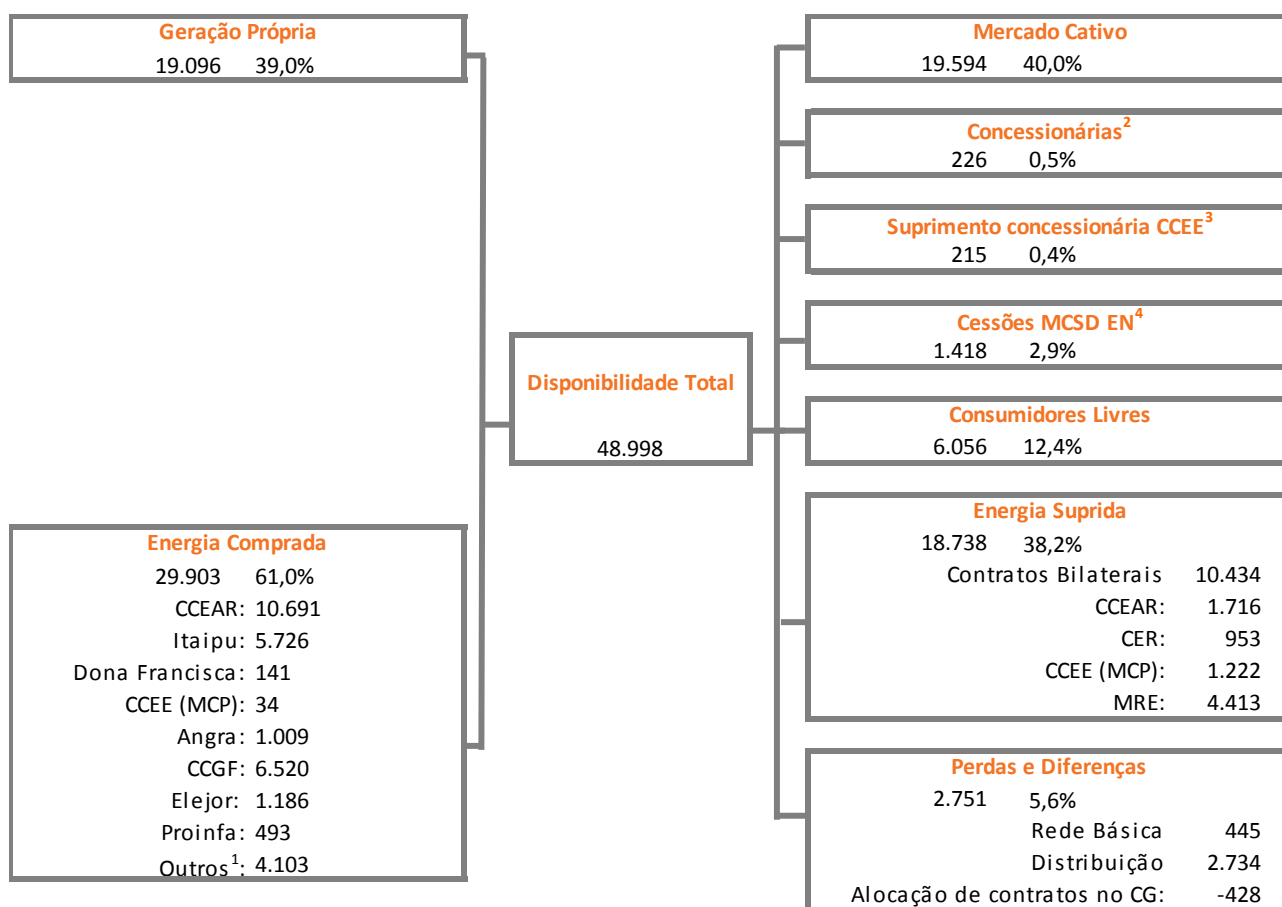
A Companhia atingiu os indicadores anuais e reitera o seu compromisso com a sustentabilidade econômica da concessão e com a continuidade dos investimentos respaldada em uma gestão de controle de custos, maximização da produtividade e melhoria da eficiência operacional.

Concessões de Gás

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

A Administração da Compagas, sua Controladora e demais acionistas questionaram os efeitos da referida Lei por entenderem estarem conflitantes com os termos observados no atual contrato de concessão. A Compagas ajuizou ação questionando o vencimento antecipado da concessão, obtendo em 30.10.2018 a tutela provisória, cabendo recurso por parte do Estado do Paraná.

• Fluxo de Energia (em % e GW/hora)



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

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

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

¹ Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

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

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

⁴ Cessão MCS D EM: Cessão contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits de Energia Nova

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

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

A Copel opera 35 usinas próprias e participa em outras dez usinas, sendo 21 hidrelétricas, 22 eólicas e duas termelétricas, com capacidade instalada total de 5.828,0 MW e garantia física de 2.715,7 MW médios, conforme quadro:

Usinas em Operação em 31.12.2018 - Características Físicas

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) ⁽¹⁾	1.240,0	605,6	100%	1.240,0	605,6	18.02.1999	04.05.2030
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) ⁽¹⁾	1.260,0	578,5	100%	1.260,0	578,5	29.09.1992	15.11.2029
UHE Gov. Bento Munhos da Rocha Netto (Foz do Areia) ⁽¹⁾	1.676,0	603,3	100%	1.676,0	603,3	01.10.1980	17.09.2023
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	04.01.2046
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	361,0	197,7	51%	184,1	100,8	23.11.2012	02.07.2042
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	01.01.1957	15.08.2026
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	01.01.1930	16.08.2026
PCH Cavernoso II	19,0	10,5	100%	19,0	10,5	15.05.2013	27.02.2046
UHE Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	12.10.2025
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	15.11.2029
CGH Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	⁽²⁾
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	03.12.2024
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	⁽³⁾
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	07.12.1965	07.01.2031
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	⁽⁴⁾
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	01.01.1959	⁽⁴⁾
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	01.01.1911	⁽⁴⁾
UHE Santa Clara e Fundão	240,3	135,4	70%	168,2	94,8	31.07.2005	28.05.2037
UHE Dona Francisca	125,0	78,0	23%	28,8	18,0	05.02.2001	27.08.2033
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	23.04.2030
UHE Santa Clara I e Fundão I	6,0	4,9	70%	4,2	3,4	13.08.2005	18.12.2032
Total das Hidrelétricas	5.300,1	2.391,3		4.934,4	2.179,2		
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	07.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	08.04.2047
Olho d'Água	30,0	15,3	100%	30,0	15,3	25.02.2015	31.05.2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	100%	30,0	14,6	25.02.2015	18.05.2046
Eurus IV	27,0	14,7	100%	27,0	14,7	20.08.2015	26.04.2046
Asa Branca I	27,0	14,2	100%	27,0	14,2	05.08.2015	24.04.2046
Asa Branca II	27,0	14,3	100%	27,0	14,3	15.09.2015	30.05.2046
Asa Branca III	27,0	14,5	100%	27,0	14,5	04.09.2015	30.05.2046
Farol	20,0	10,1	100%	20,0	10,1	25.02.2015	19.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	08.04.2047
Boa Vista	14,0	6,3	100%	14,0	6,3	25.02.2015	27.04.2046
Cutia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	04.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	10.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	04.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	04.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	04.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	10.05.2050
Palmas ⁽⁵⁾	2,5	0,5	100%	2,5	0,5	12.11.1999	28.09.2029
Santo Cristo	27,0	15,3	49%	13,23	7,5	30.06.2015	17.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,23	7,1	26.06.2015	15.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,23	7,0	30.06.2015	25.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,23	6,4	30.06.2015	08.04.2047
Total das Eólicas	541,4	263,1		486,3	234,0		
Termelétricas							
UTE Figueira	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	26.03.2019
UTE Araucária ⁽⁶⁾	484,1	365,2	80%	387,3	292,2	27.09.2002	22.12.2029
Total das Termelétricas	504,1	375,5		407,3	302,5		
TOTAL DAS FONTES	6.345,6	3.029,9		5.828,0	2.715,7		

⁽¹⁾ Garantia Física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria MME nº 178 de 03.05.2017, com efeitos a partir de 01.01.2018

⁽²⁾ Em processo de homologação na Aneel.

⁽³⁾ Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002 e Resolução Aneel nº 5.373/2015.

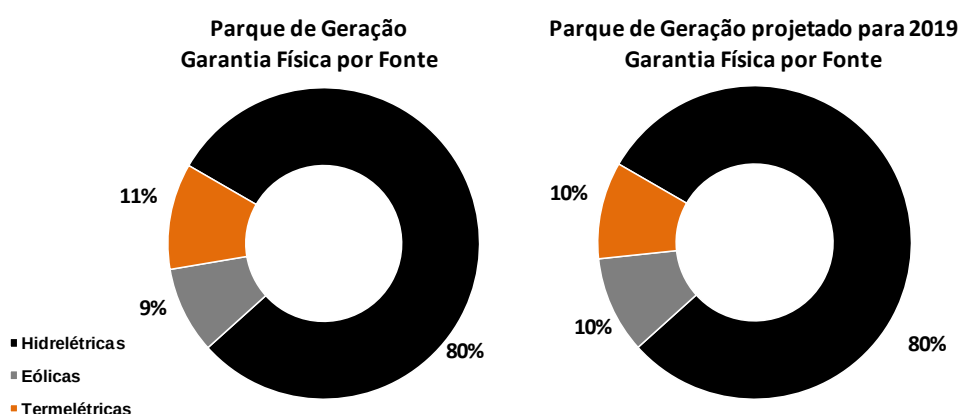
⁽⁴⁾ Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002.

⁽⁵⁾ Sem garantia física definida pelo MME, valor estimado com base na geração média.

⁽⁶⁾ A Companhia ainda possui participação de 20% pela Holding e 60% pela Copel GeT.

Para cumprir com importantes diretrizes estratégicas e de sustentabilidade estabelecidas para o negócio de geração, a Companhia tem como principal objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis de energia na matriz energética, de forma rentável e sustentável.

A composição do parque gerador por fonte é a seguinte:



Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de 9 usinas, que adicionarão 537,4 MW de capacidade instalada e 288,5 MW médios de garantia física ao parque gerador:

Projetos de Usinas em Construção - Características Físicas

Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Previsão de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Colíder	300,0	178,1 ⁽¹⁾	100%	300,0	178,1	09.03.2019 ⁽³⁾	16.01.2046
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,4 ⁽²⁾	30%	105,1	51,7	08.02.2019 ⁽³⁾	14.09.2049 ⁽⁴⁾
Total das Hidrelétricas	650,2	350,5		405,1	229,8		
Eólicas							
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	15.05.2019	03.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	03.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	03.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	03.08.2050
Total das Eólicas	132,3	58,7		132,3	58,7		
Total das Fontes	782,5	409,2		537,4	288,5		

⁽¹⁾ Garantia física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria da Secretaria Planej. e Desenv. Energético nº 213/2017.

⁽²⁾ Garantia física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria da Secretaria Planej. e Desenv. Energético nº 11/2017.

⁽³⁾ Entrada da primeira unidade geradora (Nota Explicativa nº 40.2).

⁽⁴⁾ Conforme 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que considera o excludente de responsabilidade de 756 dias.

Foram investidos R\$ 4,0 bilhões nestes empreendimentos de geração ainda em construção até 31.12.2018. Do total, R\$ 3,1 bilhões referem-se ao incremento de ativo imobilizado em curso das usinas próprias e em consórcio, e o restante refere-se ao investimento nas empresas eólicas.

No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Usina Hidrelétrica Colíder:** A Copel Geração e Transmissão conquistou a concessão para implantação e exploração da usina por 35 anos no leilão de energia realizado pela Aneel em 30.07.2010, com 300 MW de capacidade instalada. A usina, localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, em Mato Grosso, teve as obras iniciadas em 2011 e deve absorver R\$ 2,4 bilhões em investimentos. A previsão de entrada em operação comercial era junho de 2018, entretanto, devido a questões de caso fortuito e de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na construção da linha de transmissão associada à usina, além de não ter sido emitida a Licença de Operação pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de Mato Grosso - SEMA/MT — o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada. Outras informações estão contidas na NE nº 18.4 das Demonstrações Financeiras.
- **Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu:** Com participação de 30% no empreendimento, sendo 70% da Neoenergia, o investimento total é estimado em R\$ 2,5 bilhões. O início da geração comercial ocorreu em fevereiro de 2019. Outras informações estão contidas na NE nº 18.5.1 das Demonstrações Financeiras.
- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. Até o primeiro trimestre de 2016 os trabalhos desenvolveram-se de forma satisfatória, porém a partir do 2º trimestre do mesmo ano, em decorrência de dificuldades financeiras, a empresa contratada para a execução dos serviços apresentou problemas para manter a execução das atividades do contrato, culminando na quase paralisia da obra. Diante desse quadro, a Companhia substituiu a empresa contratada para dar continuidade a obra, reiniciando a obra no início do segundo semestre de 2017, com previsão de conclusão em 2019.
- **Eólicas Complexo Cutia e Complexo Bento Miguel:** Está em fase de conclusão a construção e início da entrada em operação comercial do maior empreendimento eólico da Copel Geração e Transmissão. Denominado Cutia Empreendimentos Eólicos - CEE S.A., está dividido em dois grandes complexos: (a) Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste), com 180,6 MW de capacidade total instalada, 71,4 MW médios de garantia física, localizados no Estado do Rio Grande do Norte e (b) Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte

II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 58,7 MW médios de garantia física, localizados no Estado do Rio Grande do Norte. Outras informações estão contidas na NE nº 18.6 das Demonstrações Financeiras.

3.3.2. Transmissão

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

A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 6.628 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 14.974 MVA. A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação:

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação em 31.12.2018

Linhas e Subestações de Transmissão	Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias				3.032	13.302		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas ⁽¹⁾	Ambos	Diversas	2.064	12.352	Diversos	31.12.2042
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva	CS	230 kV	137	-	01.11.2003	16.08.2031
Contrato nº 006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	CS	230 kV	32	-	14.09.2009	16.03.2038
Contrato nº 027/2009	LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	CS	525 kV	116	-	06.12.2012	18.11.2039
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté	CS	500 kV	334	-	27.07.2018	05.10.2040
Contrato nº 015/2010	SE Cerquilho III	-	230/138 kV	-	300	01.06.2014	05.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2	CS	230 kV	92	-	30.06.2015	26.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2	CS	230 kV	10	-		
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II	CD	230 kV	42	-	25.01.2016	24.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II	-	230 kV	-	200		
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	CS	230 kV	31	-	29.07.2016	28.01.2044
	SE Curitiba Norte	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	CS	230 kV	52	-	05.03.2017	04.09.2044
	SE Realeza	-	230/138 kV	-	150		
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2	CS	500 kV	122	-	05.09.2017	04.09.2044
Sociedades de Propósito Específico				3.596	1.672		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.		100,0%					
Contrato nº 001/2011	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste	CS	230kV	30	-		
Contrato nº 001/2012	LT Cascavel Norte - Umuarama Sul	CS	230 kV	130	-	31.08.2014	11.01.2042
	SE Umuarama	-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.		49,0%					
Contrato nº 007/2012	LT Umuarama - Guaíra	CS	230 kV	105	-	12.05.2014	09.05.2042
	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte	CS	230 kV	37	-	02.07.2014	
	SE Santa Quitéria - SF6	-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	
	SE Cascavel Norte	-	230/138/13,8 kV	-	300	02.07.2014	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.		100,0%					
Contrato nº 008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	CS	525 kV	29	-	28.06.2015	09.05.2042
	SE Curitiba Leste	-	525/230 kV	-	672		
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.		49,0%					
Contrato nº 011/2012	LT Açailândia - Miranda II	CS	500 kV	365	-	02.12.2014	09.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.		49,0%					
Contrato nº 012/2012	LT Paranatinga - Ribeirãozinho	CD	500 Kv	355	-	29.07.2016	09.05.2042
	LT Paranaíba - Cláudia	CD	500 Kv	300	-		
	LT Cláudia - Paranatinga	CD	500 Kv	350	-		
	SE Paranaíba ⁽²⁾	-	500 Kv	-	-		
	SE Cláudia ⁽²⁾	-	500 Kv	-	-		
	SE Paranatinga ⁽²⁾	-	500 Kv	-	-		
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.		49,0%					
Contrato nº 013/2012	LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3	CS	500 Kv	250	-	30.08.2016	09.05.2042
	LT Rio Verde Norte - Marimbondo II	CD	500 Kv	350	-		
	SE Marimbondo II ⁽²⁾	-	500 Kv	-	-		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.		24,5%					
Contrato nº 007/2013	LT Barreiras II - Rio das Éguas	CS	500 Kv	239	-	30.01.2017	02.05.2043
	LT Rio das Éguas - Luziânia	CS	500 Kv	368	-		
	LT Luziânia - Pirapora 2	CS	500 Kv	346	-		
Cantareira Transmissora de Energia S.A.		49,0%					
Contrato nº 019/2014	LT Estreito - Fernão Dias	CD	500 kV	342	-	05.03.2018	04.09.2044
Total				6.628	14.974		

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

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

As concessões de transmissão em operação em 31.12.2018 geram atualmente uma RAP à Copel Geração e Transmissão de R\$ 807,4 milhões, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

Atualmente a Companhia concentra esforços nos empreendimentos a seguir, que adicionarão 1.408 km de extensão e 4.500 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas e subestações de transmissão próprios e em parceria, conforme quadro a seguir:

Projetos de Linhas e Subestações de Transmissão – Características Físicas

Linhas e Subestações de Transmissão	Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Trans-formação (MVA)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias				522,8	900		
Contrato nº 006/2016	LT Curitiba leste - Blumenau	CS	525 KV	142,0	-	04.04.2021	06.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Realeza	CS	230 KV	38,0	-		
	LT Curitiba centro	Subterrâneo	230 KV	8,5	-		
	SE Medianeira	-	230/138 KV	-	300	04.09.2019	06.04.2046
	SE Curitiba centro	-	230/138 KV	-	300		
	SE Andara leste	-	230/138 KV	-	300		
Sociedades de Propósito Específico				885,0	3.600		
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.		50,1%					
Contrato nº 001/2014	LT Itatiba - Bateias	CS	500 Kv	414,0	-		
	LT Araraquara 2 - Itatiba	CS	500 Kv	222,0	-		
	LT Araraquara 2 - Fernão Dias	CS	500 Kv	249,0	-	31.08.2019	13.05.2044
	SE Santa Bárbara d'Oeste ⁽¹⁾	-	440 kV	-	-		
	SE Itatiba ⁽¹⁾	-	500 kV	-	-		
	SE Fernão Dias	-	500/440 kV	-	3.600	01.06.2019	13.05.2044
Total				1.408	4.500		

⁽¹⁾ Exclusivo para controle reativo das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, melhorando a qualidade da energia transmitida.

• Obras de transmissão:

- **Lote E - Leilão Aneel nº 05/2015:** Através do contrato de concessão de prestação serviços de transmissão nº 06/2016 que contempla uma série de empreendimentos que deverão entrar em operação até setembro de 2019 e outras obras, tais como a linha de transmissão 500 kV Blumenau – Curitiba Leste com previsão de operação comercial para março de 2021. O empreendimento possibilitará aumento de RAP para a Copel GeT de na ordem de R\$ 118,0 milhões, quando todos os empreendimentos estiverem concluídos. O Lote E foi dividido em diversos projetos que estão em estágios distintos, possuindo obras na fase de comissionamento das instalações e outras com a execução em andamento.

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

- **Resolução Autorizativa nº 5.711/2016:** implantação, na subestação 230 kV Figueira, do 1º banco de capacitores 138kV - 15 Mvar, com investimento de R\$ 4,8 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 0,8 milhão, a partir da entrada em operação comercial, prevista para março de 2020.

- **Resolução Autorizativa nº 5.834/2016:** implantação, na subestação 230 kV Apucarana, do banco de capacitores 138 kV - 30 Mvar, com investimento de cerca de R\$ 5,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 0,9 milhão a partir da entrada em operação comercial, prevista para março de 2020.

- **Outros destaques**

- **LT 500 kV Araraquara - Taubaté:** No dia 27.07.2018, o ONS emitiu o Termo de Liberação Definitiva - TLD para o empreendimento composto pela implantação das Instalações de Transmissão do conforme o Leilão Aneel nº 01/2010. Lote A - que contempla a construção e operação de 334,3 km de Linha de Transmissão em 500kV, do pórtico da SE Araraquara 2 até as proximidades da SE Taubaté e as respectivas entradas de linhas, interligações de barras e demais equipamentos, que possibilitou um aumento de RAP para a Copel GeT na ordem de R\$ 30,0 milhões.
- **Resolução Autorizativa nº 5.776/2016:** No dia 29.07.2018, o ONS emitiu o TLD na subestação 230 kV Sarandi, do 2º autotransformador 230/138kV - 150 MVA, com investimento de cerca de R\$ 14,8 milhões e permitiu o incremento de RAP na ordem de R\$ 2,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial.
- **Resolução Autorizativa nº 5.930/2016:** No dia 14.10.2018, o ONS emitiu o TLD referente a implantação na subestação 500 kV Bateias, de banco de reatores de barra, em 500 kV - 200 Mvar, com investimento de cerca de R\$ 30,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,3 milhões.

3.3.3. Distribuição

No âmbito da distribuição de energia elétrica, a Copel Distribuição tem como principais atividades prover, operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos, descritos no Contrato de Concessão nº 046/1999, firmado em 24.06.1999, cujo Quinto Termo Aditivo foi assinado em 09.12.2015, prorrogando a concessão até 07.07.2045. O Decreto nº 8.461, de 02.06.2015, regulamentou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11.01.2013, estabelecendo, como condição para prorrogação, indicadores de eficiência que deverão ser observados pela concessionária pelo período de cinco anos contados de 1º de janeiro de 2016.

As atividades da Copel Distribuição visam ao atendimento de aproximadamente de 4,6 milhões de consumidores de energia, em 1.113 localidades pertencentes a 394 municípios do Paraná e um em Santa Catarina (Porto União). Os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida são atendidos parcialmente. Também opera e mantém as instalações nos níveis de tensão até 138kv.

Em 2018, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações concluídas são:

Subestação	Potência (MVA)	Localidade
Implantações		
SE Queimados 34,5 kV	7,00	Palmeira
SE Rio Branco do Sul 138 kV	30,00	Rio Branco Do Sul
Ampliações		
SE Cambira 34,5 kV	7,00	Cambira
SE Matelândia 34,5 kV	7,00	Matelândia
SE Novo Mundo 69 kV	41,67	Curitiba

• Linhas de Distribuição

Na tabela a seguir são apresentadas as extensões de linhas de distribuição da Copel Distribuição:

Linhas de Distribuição	Extensão (em km)
13,8 kV	106.732
34,5 kV	87.090
69,0 kV	751
138,0 kV	6.265
Total	200.838

• Subestações

A tabela a seguir apresenta o parque de subestações da Copel Distribuição, aberto por tensão:

Tensão	Automatizadas	MVA
34,5 kV	225	1.502
69,0 kV	35	2.393
88,0 kV	-	5
138,0 kV	109	7.125
Total	369	11.025

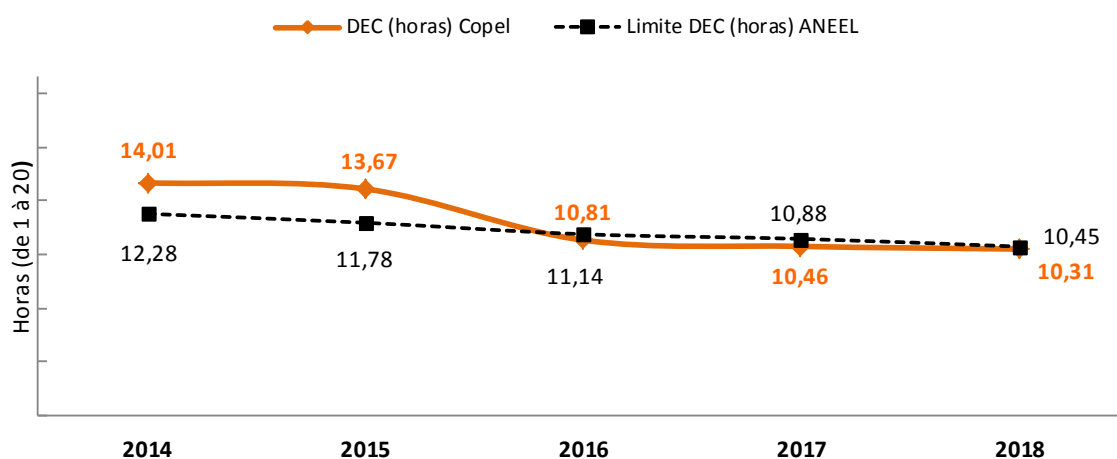
• Qualidade de Fornecimento

A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. O DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. O FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora. É a partir do DEC e do FEC que a Aneel estabelece os parâmetros individuais de continuidade (Duração de interrupção individual por unidade consumidora - DIC, Frequência de interrupção individual por unidade consumidora - FIC e Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão - DMIC) e que são informados mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor.

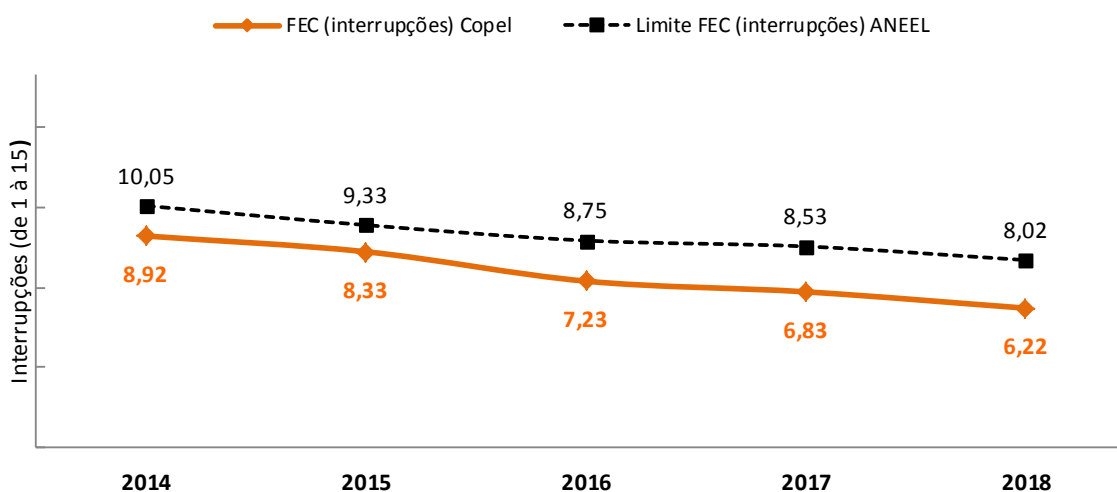
Esses indicadores são revistos na Revisão Tarifária Periódica - RTP, e vão se tornando cada vez mais rigorosos, a fim de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor. O indicador é previsto no Contrato da Concessão, sendo que o descumprimento do critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, por dois anos consecutivos durante o período de avaliação ou no ano de 2020, acarretará a extinção da concessão.

O resultado dos indicadores DEC e FEC da Copel Distribuição apresentou melhoria na quantidade e na duração das interrupções para o ano de 2018, em comparação com o ano anterior, resultado dos investimentos em obras de desempenho e expansão, incremento de manutenções periódicas e inspeções preventivas, apresentados nos gráficos a seguir:

Evolução DEC (horas)



Evolução FEC (interrupções)



• **Gestão de perdas de energia**

As perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Ao se analisar a energia necessária ao atendimento dos consumidores, há que se considerar que nem toda energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final.

Neste contexto, as perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

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

No ano de 2018, as perdas globais da distribuição — técnicas, não técnicas e da rede básica — representaram 9,7% da energia injetada no sistema da distribuidora, representando um aumento de 5,4% em relação ao ano anterior.

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

- Mapeamento constante da situação das ligações clandestinas, através da identificação das áreas e da quantidade de famílias com ligações clandestinas;
- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica.
- Operações conjuntas com a Polícia Civil e Ministério Público;
- Abertura de inquérito policial nas regiões onde constatados números expressivos de procedimentos irregulares.

• **Mercado cativo**

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

Mercado Cativo - Copel Distribuição						
	Consumidores			Energia Vendida (GWh)		
	Dez/18	Dez/17	%	Dez/18	Dez/17	%
Residencial	3.754.598	3.682.009	2,0	7.238	7.126	1,6
Industrial	73.070	76.328	(4,3)	2.935	3.254	(9,8)
Comercial	400.209	389.844	2,7	4.653	4.651	-
Rural	352.074	354.829	(0,8)	2.288	2.257	1,4
Outros	57.853	57.483	0,6	2.480	2.455	1,0
Total	4.637.804	4.560.493	1,7	19.594	19.743	(0,8)

• Mercado Fio (TUSD)

Em 2018, o mercado fio, que leva em conta todos os consumidores que acessaram a rede da Distribuidora, cresceu 1,9 %, com forte influência da classe industrial. Neste segmento, os ramos industriais que mais contribuíram para esse resultado foram os de “Alimentos”, “Celulose & Papel” e da “Madeira”, que juntos representaram mais de 50% do consumo industrial e registraram variação média de 4,8% em 2018.

O mercado fio alcançou em 2018 os patamares de consumo do período pré-crise, de quatro anos atrás. A classe industrial já havia recuperado tais patamares de consumo em 2017, e as classes residencial e comercial continuam apresentando evolução positiva, no entanto, ainda não recuperaram os patamares de 2014.

Mercado Fio (TUSD)						
	Número de consumidores			Energia distribuída (GWh)		
	Dez/18	Dez/17	%	Dez/18	Dez/17	%
Mercado Cativo	4.637.804	4.560.493	1,7	19.594	19.743	(0,8)
Concessionárias e Permissionárias	3	3	-	279	521	(46,4)
Consumidores Livres	1.121	991	13,1	9.568	8.873	7,8
Concessionárias Fio	4	3	33,3	511	263	94,3
Mercado Fio	4.638.932	4.561.490	1,7	29.952	29.400	1,9

• Compra de energia

Pelo atual marco regulatório, a contratação de energia pelas distribuidoras ocorre principalmente através de leilões regulados pela Aneel. Para suprir o mercado dos próximos anos, a Copel Distribuição participou em 2018 dos seguintes leilões: 28º Leilão de Energia Nova (A-4), realizado em 09.09.2018, com aquisição de 39 MW médios e início de suprimento a partir de 01.01.2024.

Para atendimento do mercado em 2018, iniciou-se o suprimento dos contratos negociados em anos anteriores: 16º Leilão de Energia Nova (A-5) e 18º Leilão de Energia Nova (A-5), ambos contratados em 2013 e 22º Leilão de Energia Nova (A-3), contratado em 2015.

• Sobrecontratação

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

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

Nos últimos anos, o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, à medida que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%.

Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsória de cotas de garantia física e a migração em massa de consumidores para o mercado livre, a Agência Reguladora e o Ministério de Minas e Energia implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação, destacando-se:

- Resolução Normativa 706/2016, que regulamentou o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da realocação de cotas de garantia física das usinas renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013;
- Resolução Normativa 693/2015 que regulamentou o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova – MCSD-EN, voltado aos contratos provenientes de novos empreendimentos de geração, através do qual se permitiu a realocação de energia entre distribuidoras e geradores;
- Resolução Normativa 711/2016 que estabeleceu de critérios e condições para a realização de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, nas modalidades de redução temporária, total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual.
- Decreto nº 9.143/2017 que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconhecendo: i) a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes da migração de consumidores especiais ao mercado livre, desde que observada pela Aneel a avaliação do máximo esforço pelas distribuidoras; e ii) o direito a redução contratual de leilões de energia existente, dos montantes relativos à migração de consumidores especiais ao mercado livre. Os contratos elegíveis são aqueles decorrentes dos leilões de energia existente realizados após junho de 2016, conforme Resolução Normativa nº 726/2016; e
- Resolução Normativa nº 824/2018 que estabeleceu os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras.

Em relação a contratação, preliminarmente, ainda em 2017, e ao longo do ano de 2018, os indicadores da Copel Distribuição frequentemente apontavam para cenários de sobrecontratação. Neste período prevaleceu a constante vigilância dos indicadores dos níveis de contratação, sendo necessárias ações mitigadoras.

Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação pela Distribuidora, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios. Neste contexto, podemos destacar as seguintes ações:

- a) Declaração sobras nos MCSDs de Energia Nova e Trocas Livres, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais;
- b) Devolução integral no MCSD 4%, referentes às variações de mercado de até 4% dos montantes contratados de energia existente;
- c) Devolução integral nos MCSDs Mensais, dos montantes disponíveis de energia existente no portfólio da Distribuidora, relacionadas à descontratação de consumidores potencialmente livres; e
- d) Estabelecimento de tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016.

A Copel Distribuição encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim a neutralidade dos custos associados a compra de energia.

• Bandeiras Tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias tem como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia - TE, permitindo a adequação de seu consumo ao preço real da energia elétrica. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam custo maior ou menor da energia, em função das condições de geração de eletricidade. Os valores das bandeiras tarifárias são publicados pela Aneel, a cada ano civil, em ato.

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

2018			2017	
mês	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh) Em R\$	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh) Em R\$
janeiro	verde	-	amarela	2,00
fevereiro	verde	-	amarela	2,00
março	verde	-	amarela	2,00
abril	verde	-	vermelha	3,00
maio	amarela	1,00	vermelha	3,00
junho	vermelha	5,00	verde	-
julho	vermelha	5,00	amarela	2,00
agosto	vermelha	5,00	vermelha	3,00
setembro	vermelha	5,00	amarela	2,00
outubro	vermelha	5,00	vermelha	3,50
novembro	amarela	1,00	vermelha	5,00
dezembro	verde	-	vermelha	3,00

• Tarifa Branca

Desde 1º de janeiro de 2018 está em vigor a Tarifa Branca, modalidade tarifária que apresenta variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo.

A intenção da Tarifa Branca é de permitir ao consumidor racionalizar o consumo de energia nos horários de ponta (17:30h às 20:29h) e estimular a utilização nos períodos de baixa demanda. Esta modalidade é oferecida para as unidades consumidoras de baixa tensão (127, 220, 380 ou 440 Volts), denominadas de grupo B.

As condições para aplicação da tarifa branca estão estabelecidas nas Resoluções Normativas Aneel nº 414/2010 e 733/2016.

• Reajuste Tarifário Anual - RTA

O processo de Reajuste Tarifário tem por objetivo repassar: os custos não gerenciáveis (Parcela A), que abrangem os custos relacionados à aquisição de energia elétrica, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e receitas irrecuperáveis, e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis (Parcela B), inerentes à atividade de distribuição de energia, ou seja, os custos operacionais e de remuneração de capital.

Em junho de 2018, através da Resolução Homologatória nº 2.402/2018, a Aneel homologou o último reajuste tarifário anual da Copel Distribuição, que correspondeu ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores de 15,99%, sendo 17,55%, em média, para os consumidores conectados em alta tensão e 15,13%, em média, para os consumidores conectados em baixa tensão.

3.3.4. Comercialização

A Copel Comercialização S.A. (Copel Energia) atua com compra e venda de energia e prestação de serviços no Mercado Livre de Energia. Em 2018 atuou fortemente na sua consolidação e iniciou suas atividades como comercializadora varejista, sendo a primeira comercializadora brasileira a representar um gerador na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

Com apenas dois anos de existência, a Copel Energia já se posiciona entre as grandes empresas do mercado, contando com uma carteira de mais de 520 clientes em 14 Estados brasileiros.

Além disso, ofertou serviços de gestão, consultoria para migração, modelagem para geradores e consumidores, gestão da demanda, entre outros produtos, que permitem aos clientes atuar com segurança no Mercado Livre.

Tendo como proposta de valor a segurança da Companhia aliada ao bom relacionamento com seus clientes, a Copel Energia atingiu em 2018 a marca de 740 MWm comercializados na CCEE, preparando-se para a iminente ampliação da abertura do mercado livre de energia e para os novos desafios do mercado.

3.3.5. Telecomunicações

A Copel Telecomunicações é responsável pelo fornecimento dos serviços de telecomunicações e de comunicações em geral, na modalidade Serviço de Comunicação Multimídia - SCM, no Paraná. Desde 1998, a subsidiária detém a licença para explorar estes serviços e oferecer a mais alta tecnologia para empresas, poderes públicos e no varejo, para clientes residenciais em 85 cidades.

Por meio de sua robusta rede de fibras óticas, que formam um *backbone* de 34,2 mil km, transporta dados em ultravelocidade e gerencia um anel óptico que atende aos 399 municípios do Paraná, com um portfólio de produtos de transporte de dados, voz e datacenter.

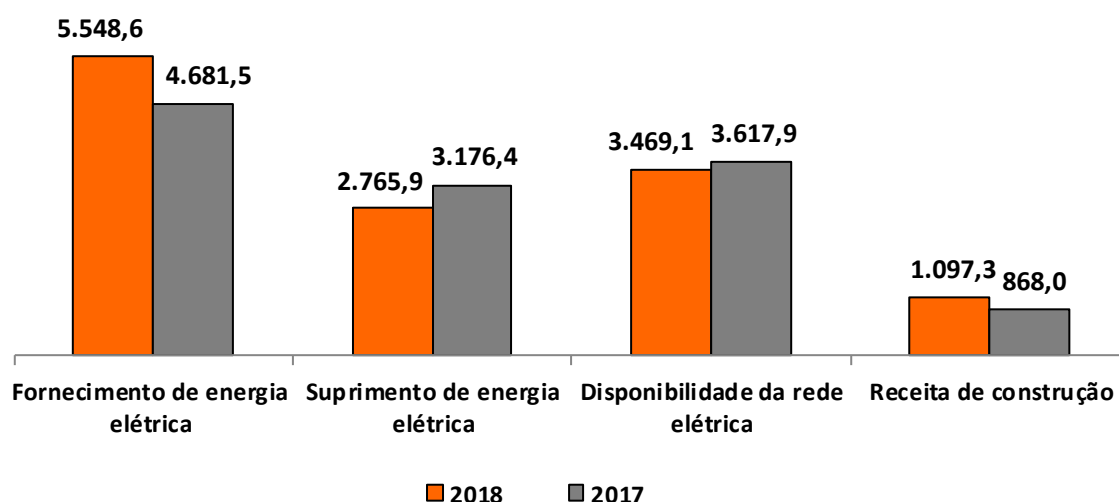
3.3.6. Participações

A Copel tem participação societária e associação com empresas, consórcios e outras instituições, que atuam em diversos setores além da área de energia, conforme apresentado nas NEs nºs 1.1 e 2 das Demonstrações Financeiras.

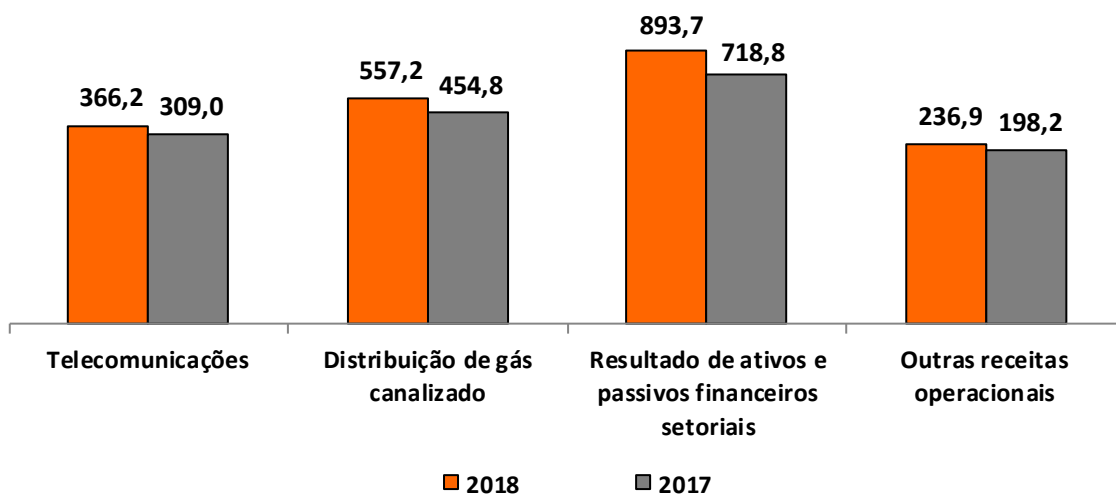
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2018, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R\$ 910,3 milhões, representando 6,5% de aumento em relação a 2017. Tal variação decorre principalmente de:



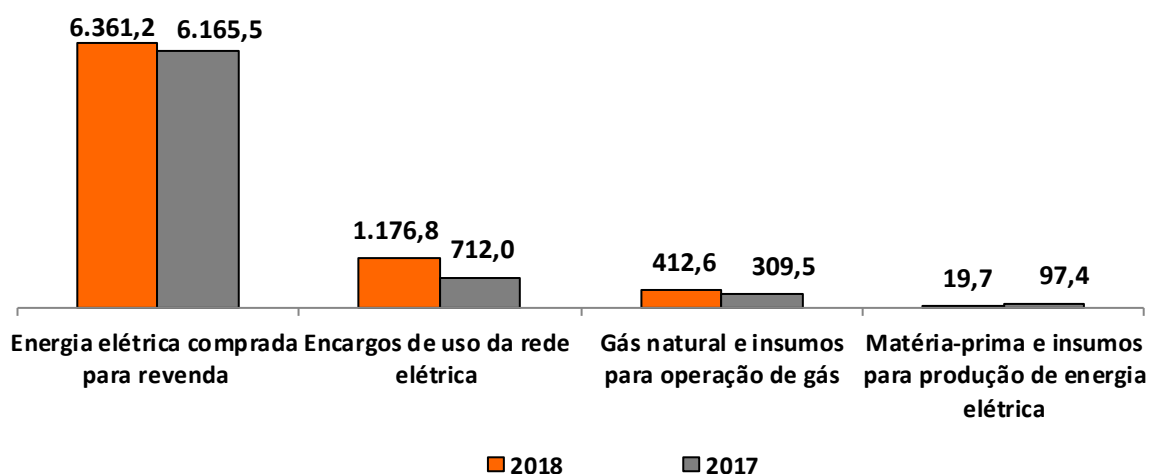
- 1) acréscimo de R\$ 867,1 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente pelos efeitos do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2018, que reajustou a tarifa da energia em 15,61% a partir de 24.06.2018, RTA 2017 de 10,28% de janeiro a junho, e pelo crescimento das operações da comercializadora em 2018;
- 2) redução de R\$ 410,5 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, devido principalmente ao decréscimo da receita na CCEE decorrente do menor PLD médio no período, R\$ 287,62/MWh em 2018 ante R\$ 318,15/MWh em 2017 e ao despacho da UTE Araucária em 2017;
- 3) redução de R\$ 148,8 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, impactada devido principalmente pelo reconhecimento do ajuste do laudo definitivo dos ativos RBSE em 2017 de R\$ 183,0 milhões e em 2018 foi reconhecido somente a atualização do ativo;
- 4) acréscimo de R\$ 229,3 milhões na **Receita de Construção**. A Companhia contabiliza receitas relativas a construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição, transmissão de energia elétrica e gás, as quais totalizaram R\$ 1.097,3 milhões em 2018 e R\$ 868,0 milhões em 2017. Tais gastos correspondentes são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **Custo de construção**, quando incorrido;



- 5) acréscimo de R\$ 57,2 milhões na **Receita de Telecomunicações**, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejista, com o produto Copel Fibra;
- 6) acréscimo de R\$ 102,4 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, impactado pelo crescimento da comercialização de gás de 6,0% no volume consumido em relação ao ano anterior;
- 7) acréscimo de R\$ 174,9 milhões no **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** em virtude, sobretudo, da maior exposição com energia elétrica comprada para revenda; e
- 8) acréscimo de R\$ 38,7 milhões em **Outras Receitas Operacionais** refletindo o aumento na renda de prestação de serviços e na receita de arrendamentos e aluguéis, compensado pela menor variação no valor justo do ativo indenizável da concessão — de aproximadamente R\$ 9,6 milhões.

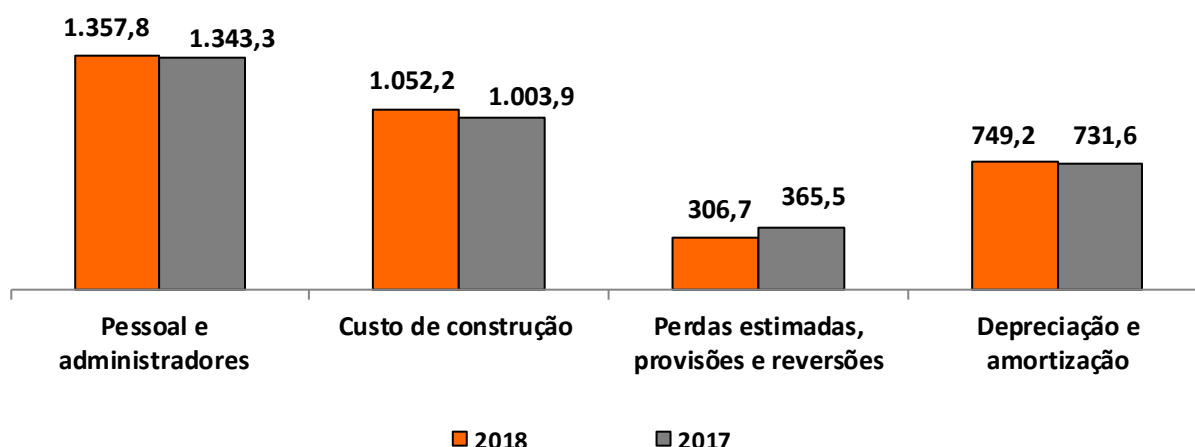
4.2. Custos e Despesas Operacionais

- Não gerenciáveis



- 1) acréscimo de R\$ 195,7 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, decorrente sobretudo do aumento de 29,1% de compra de energia referente à comercializadora;
- 2) acréscimo de R\$ 464,8 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente, do aumento tarifário decorrente das renovações das concessões de transmissão dos ativos RBSE;
- 3) acréscimo de R\$ 103,1 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** devido sobretudo à variação do dólar;

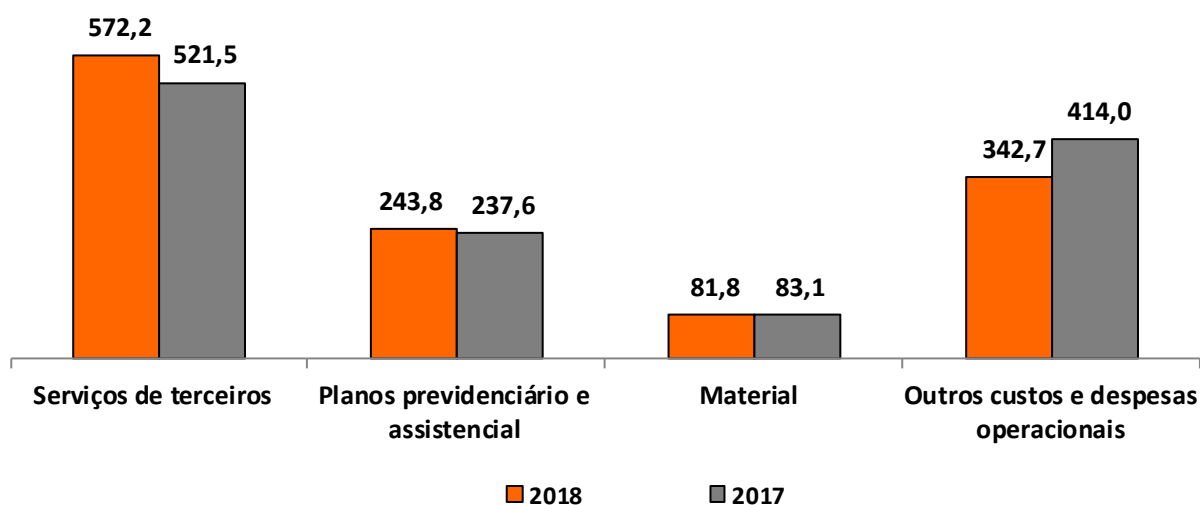
• Gerenciáveis



- 4) acréscimo de R\$ 14,5 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo o reajuste salarial conforme acordo coletivo de 3,97% em outubro de 2018 e 1,63% em 2017, variação de R\$ 15,8 milhões de Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias e maior valor de Participação nos Lucros ou Resultados – PLR, compensados pela redução do quadro de empregados e política de

redução de custos;

- 5) acréscimo no **Custo de construção**, passando de R\$ 1.003,9 milhões em 2017 para R\$ 1.052,2 milhões em 2018, refletindo investimentos realizados em ativos de transmissão, distribuição e na Compagas;
- 6) redução de R\$ 58,8 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido, principalmente à reversão de provisão de litígio referente a indenização de terceiros, no montante de R\$ 90,2 milhões;



- 7) acréscimo de R\$ 50,7 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente do maior valor em manutenção do sistema elétrico, comunicação, processamento e transmissão de dados e em consultoria e auditoria; e
- 8) acréscimo de R\$ 6,2 milhões em **Planos previdenciário e assistencial** decorrente do reajuste das mensalidades dos planos assistenciais.

4.3. EBITDA ou LAJIDA

Consolidado		
Em R\$ milhões		
	2018	2017
Lucro líquido	1.444,0	1.118,3
IRPJ e CSLL diferidos	(68,0)	(105,3)
IRPJ e CSLL	580,0	380,0
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	438,1	748,4
Lajir/Ebit	2.394,1	2.141,4
Depreciação e Amortização	749,2	731,6
Lajida/Ebitda	3.143,3	2.873,0
Receita Operacional Líquida - ROL	14.934,8	14.024,6
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	21,0%	20,5%

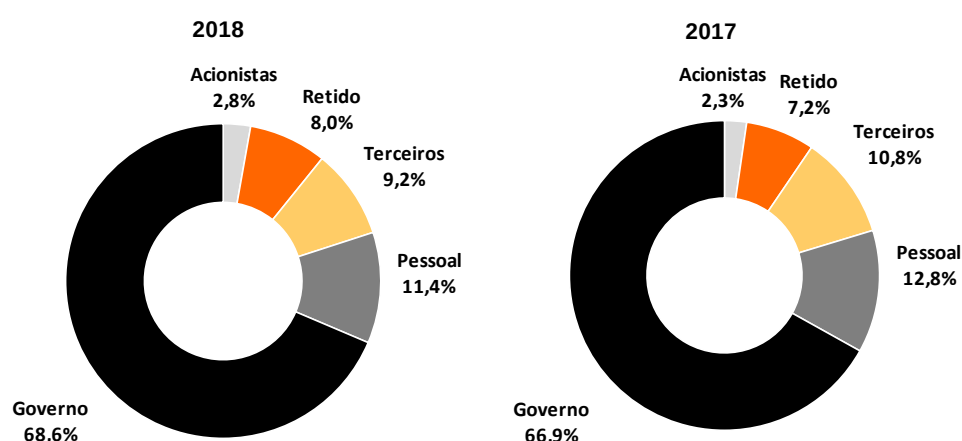
O Ebitda da Companhia, em 2018, foi de R\$ 3.143,3 milhões, apresentando acréscimo de R\$ 270,3 milhões em relação a 2017, o que representa 9,4% de aumento.

4.4. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou acréscimo de R\$ 310,4 milhões, devido principalmente ao aumento de 16,4% na receita financeira, decorrente dos juros e variação monetária sobre repasse CRC e do reconhecimento de créditos tributários e à redução de 13,5% nas despesas financeiras, consequência do menor valor de variação monetária, cambial e encargos da dívida.

4.5. Valor Adicionado

No exercício de 2018, a Copel apurou R\$ 13.365,0 milhões de Valor Adicionado — total 13,5% superior ao ano anterior, no montante de R\$ 11.772,8. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



4.6. Endividamento

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

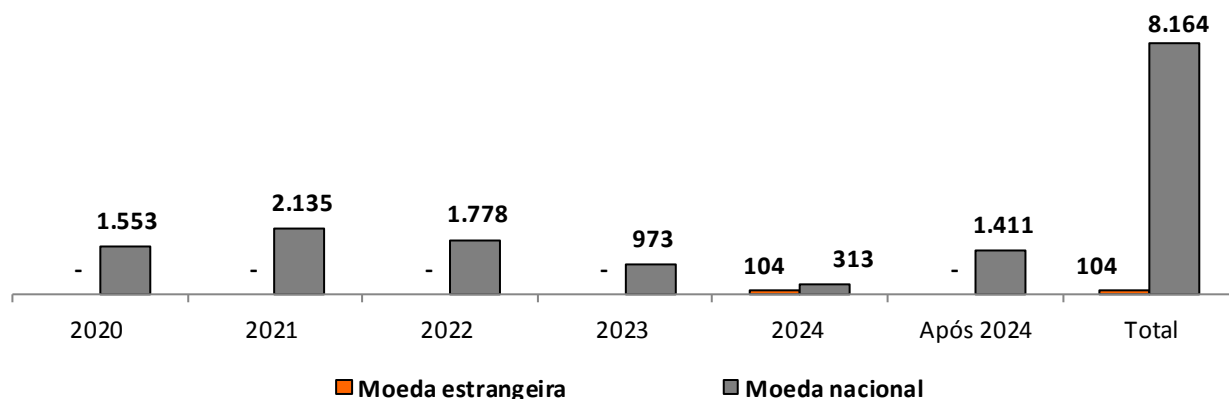
É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos,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

Em 2018 foram liberados os recursos listados a seguir:

Ingressos - 2018 (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
7ª Emissão de Debêntures	Holding	Debenturistas	600
8ª Liberação de Recursos UHE Colíder	Copel Geração e Transmissão	BNDES	30
UHE Baixo Iguaçu	Copel Geração e Transmissão	BNDES	162
Notas Promissórias - 4ª emissão	Copel Geração e Transmissão	Notistas	600
4ª Emissão de Debêntures	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.000
5ª Emissão de Debêntures	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	290
Lib. Rec. contrato 415.855-22/14 LPT 5ª tranche	Copel Distribuição	Caixa Econômica	11
4ª Emissão de Debêntures	Copel Distribuição	Debenturistas	1.000
Cutia	Cutia Empreendimentos Eólicos	BNDES	513
Total			4.206

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 3.407,80 milhões, sendo R\$ 2.617,8 milhões de principal e R\$ 790,1 milhões de encargos.

O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:



4.7. Lucro Líquido

Em 2018, o lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora foi de R\$ 1.407,1 milhões, sendo 36,1% superior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 1.033,6 milhões.

Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

(em R\$ mil)	2018			2017		
	Total	DIV	JCP	Total	DIV	JCP
Aprovação na AGO					15/06/18	15/06/18
Aprovação no CAD			12/12/18		12/04/18	13/12/17
Data de pagamento	a definir	a definir	a definir	14/08/18	14/08/18	14/08/18
Lucro Líquido Ajustado	1.403.796			1.053.594		
Valor para Ações ON	191.369	49.942	141.427	146.193	11.859	134.334
Valor para Ações PNA	950	-	950	950	-	950
Valor para Ações PNB	186.223	48.600	137.623	142.258	11.542	130.716
Total Distribuído Bruto	378.542	98.542	280.000	289.401	23.401	266.000

Obs.: As informações do JCP 2018, refere-se aos resultados do 1º semestre do respectivo exercício, declarados em 27/12/2018 (§1 do Art. 73 do Estatuto Social).

Do lucro líquido verificado no exercício de 2018, apurado de acordo com a legislação societária, a Companhia propõe para distribuição ao acionistas, o montante de R\$ 378,5 milhões, distribuído da seguinte forma: a) juros sobre o capital próprio em substituição aos dividendos, no valor bruto de R\$ 280,0 milhões, distribuído em R\$ 0,97515 por ação ordinária (ON), R\$ 2,89050 por ação preferencial classe "A" (PNA) e R\$ 1,07270 por ação preferencial classe "B" (PNB); e b) dividendos no valor de R\$ 98,5 milhões distribuído em R\$ 0,34435 por ação ordinária (ON) e R\$ 0,37881 por ação preferencial classe "B" (PNB).

A data do pagamento será deliberada na Assembleia Geral Ordinária.

• Ações

Volume negociado em 2018:

Volume negociado		ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
B3	Negócios	87.489	356	1.021.590	4.153
	Quantidade	21.323.100	86.679	203.723.400	828.144
	Volume (R\$ mil)	501.151	2.037	5.065.366	20.591
	Presença nos pregões	246	100%	246	100%
NYSE	Quantidade	861.370	4.350	122.677.117	488.753
	Volume (US\$ mil)	6.074	31	840.317	3.348
	Presença nos pregões	198	79%	251	100%
Latibex	Quantidade	-	-	127.569	1.575
	Volume (€ mil)	-	-	734	9
	Presença nos pregões	-	-	81	32%

Desempenho do preço das ações:

	Ação	2018	2017	Variação %
B3	ON (CPLE3)	R\$ 29,80	R\$ 21,40	39,3
	média ON	R\$ 22,29	R\$ 22,40	(0,5)
	PNB (CPLE6)	R\$ 30,55	R\$ 24,95	22,4
	média PNB	R\$ 24,62	R\$ 28,29	(13,0)
	Ibovespa	87.887	76.402	15,0
	Índice de Energia Elétrica	49.266	39.732	24,0
NYSE	ON (ELPVY)	US\$ 7,71	US\$ 6,30	22,4
	média ON	US\$ 6,04	US\$ 6,88	(12,3)
	PNB (ELP)	US\$ 7,83	US\$ 7,63	2,6
	média PNB	US\$ 6,75	US\$ 8,87	(23,9)
	Índice Dow Jones	23.327,46	24.719,22	(5,6)
Latibex	PNB (XCOP)	€ 7,15	€ 6,29	13,7
	média PNB	€ 5,75	€ 7,98	(27,9)
	Índice Latibex	2.178,40	1.974,20	10,3

4.8. Inadimplência de Consumidores

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

Em dezembro de 2018, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R\$ 238,7 milhões, que equivale a 1,44% do seu faturamento, enquanto que em 2017 atingiu R\$ 226,5 milhões, 1,52% do faturamento.

Ainda que as expectativas de mercado confirmassem o fim da recessão, o ano de 2018 foi marcado pelo reflexo da crise, como desemprego e baixo nível de produção. Com isso, os indicadores de inadimplência, apresentados pelos índices de inadimplência Corporativa e Abradee tiveram variações distintas, conforme quadro:

Indicador	2018	2017	Variação %
Inadimplência Abradee	2,69%	2,58%	4,26%
Inadimplência Companhia	1,44%	1,52%	-5,26%

4.9. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2019 foi aprovado em 08.11.2018 pela 184ª reunião ordinária do CAD e atualizado pela 186ª reunião ordinária do CAD em 23.01.2019. A seguir, os investimentos realizados e os previstos:

Empresas (em R\$ milhões)	Realizado		Previsto 2019	Variação % 2018-2017
	2018	2017		
Geração e Transmissão ⁽¹⁾	729,3	1.071,3	794,8	(31,9)
Distribuição	696,0	630,4	835,0	10,4
Telecomunicações	309,4	241,1	290,2	28,3
Cutia	781,3	566,0	59,2	38,0
Outros ⁽²⁾	53,7	-	14,3	-
Total	2.569,7	2.508,8	1.993,5	2,4

⁽¹⁾ Referente à participação da Copel no Empreendimento.

⁽²⁾ Inclui Copel Renováveis, São Bento Energia, Copel Brisa Potiguar, SPE Voltália São Miguel do Gostoso, SPE Paraná Gás, SPE Dois Saltos, Copel Comercialização, Copel Renováveis e Copel Holding.

Os montantes realizados em 2017 e 2018 tiveram objetivo de finalizar principalmente as obras em andamento, o que também justifica a redução do orçamento previsto para 2019, visto que os principais projetos estão sendo concluídos.

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

As aplicações decorrentes de percentual mínimo da Receita Operacional Líquida - ROL, conforme legislação determinam destinação em projetos de P&D e PEE. Além disso, também é feito recolhimento ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT e ao Ministério de Minas e Energia - MME, que em 2018 foi de R\$ 47,5 milhões.

Geração e Transmissão

Em 2018, a Copel Geração e Transmissão aplicou R\$ 22,8 milhões na execução de 29 projetos de P&D, entre os quais 7 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada de Projetos. Em 10 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas. Aplicou, ainda, aproximadamente R\$ 414,4 mil na gestão dos projetos de P&D por meio de projetos de gestão, totalizando R\$ 23,3 milhões investidos em P&D.

Distribuição

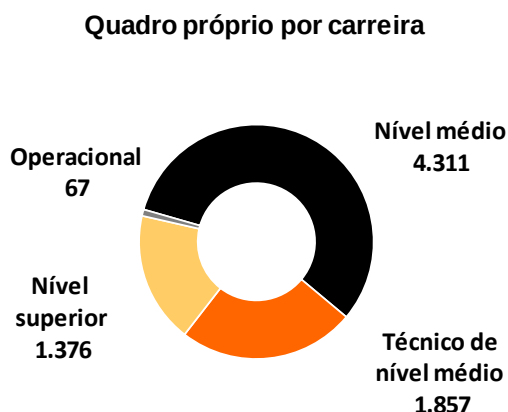
Em 2018, foram investidos R\$ 30,9 milhões em: 42 projetos de P&D (8 concluídos ao longo do ano e 34 em execução) e na participação de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico em 9 projetos, dentre eles 2 estratégicos cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, através de Chamada de Projetos.

Foram realizadas contratações de 7 novos projetos sendo 4 selecionados através do Comitê de Inovação, cujo tema foi estabelecido pela Aneel. Os investimentos perfazem um montante de R\$ 25,0 milhões a serem realizados em até 4 anos.

Em 2018, a Companhia aplicou R\$ 10,1 milhões em projetos de PEE.

5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

5.1. Recursos humanos



Considerando a Copel Holding, Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Telecomunicações e Copel Comercialização, a Companhia possui 7.611 empregados no quadro próprio. Foram admitidos 27 novos empregados em 2018 mediante concurso público e um empregado reintegrado. Durante o mesmo período, 671 empregados desligaram-se da Companhia. Desses, 563 pelo PDI. A taxa de rotatividade foi de 4,3% em 2018 e 2,5% em 2017.

• Desenvolvimento de Pessoal

Em uma era em que as pessoas e seu conhecimento tornaram-se o principal diferencial competitivo das empresas, incentivar e promover a educação e o desenvolvimento dos empregados, contando sempre com profissionais qualificados e experientes, é a estratégia da Copel em face desse desafio, permitindo que todos exerçam seu potencial em ambiente propício ao desenvolvimento de suas habilidades e à evolução em sua carreira. Para isso, são promovidas diversas ações de educação que vão desde treinamentos básicos até cursos de pós-graduação e o desenvolvimento de pesquisa. Essas ações são organizadas em: programas corporativos, treinamentos para formação (destinados à capacitação básica para o exercício da função), treinamentos obrigatórios (cursos destinados a atividades específicas), treinamentos para aperfeiçoamento profissional, eventos (seminários, palestras, workshops, congressos, etc.) e projetos de pesquisa e desenvolvimento.

A Copel também oferece treinamentos para empregados terceirizados, desde que previstos em contrato ou por interesse da Companhia, voltados para integração e atividades específicas a serem realizadas pelos profissionais em sua prestação de serviços.

O modelo de Educação Corporativa tem como fundamento a atuação sinérgica e cooperativa da Universidade Corporativa e das áreas de treinamento das subsidiárias integrais, focando a competitividade e a rentabilidade dos negócios.

As ações de educação de cunho corporativo (programas de integridade, sustentabilidade, capacitação em língua estrangeira, liderança, preparação para o futuro, integração, entre outros) são coordenadas pela UniCopel e têm como objetivo a construção de aprendizado focado em áreas de conhecimento que estão

diretamente alinhadas às competências organizacionais e aos negócios da Companhia.

Destacamos em 2018, a expansão das ações de Educação à Distância da Copel, a continuidade da execução do Programa de Liderança e o fortalecimento dos Programas de Integridade e Acessibilidade.

Educação à Distância da Copel

Em 2018, houve um aumento na quantidade de cursos à distância ofertados tanto pela UniCopel como pelas áreas de treinamento das subsidiárias integrais. O uso desta modalidade de educação tem permitido acesso de mais pessoas ao conhecimento, para melhoria das suas atividades e para seu desenvolvimento pessoal e profissional. Além disso, a educação à distância tem sido uma poderosa aliada na comunicação de informações relevantes e/ou obrigatórias a todo corpo de empregados como foi o caso do Código de Conduta, da Gestão de Custos e da Lei Anticorrupção.

Para suportar o crescimento do uso desta modalidade, a UniCopel fez várias melhorias na plataforma de educação à distância no último ano e tem estudado novas ferramentas e metodologias para incrementar o aprendizado e os resultados obtidos por este meio.

Programa Liderança Transformadora

O programa Liderança Transformadora, implantado em 2016, teve continuidade em 2017 e se estendeu em 2018. O grande objetivo do programa tem sido formar líderes preparados para a gestão responsável dos negócios e das pessoas, sem diminuir a atenção com o bem estar e o desenvolvimento das equipes.

As ações educacionais presenciais do programa em 2018 foram direcionadas para os novos gerentes, que ainda não haviam participado de nenhuma ação em 2017, num esforço para alinhá-los à nova cultura que vem sendo construída. Também foram realizados cursos à distância para todo o corpo gerencial em temas bastante relevantes para a Companhia: diversidade, sustentabilidade, inovação e gestão emocional, além da realização de um grande encontro para todos os líderes da Copel, onde os diretores da Companhia discutiram com o corpo gerencial temas estratégicos para o sucesso dos negócios.

Programa de Acessibilidade

O compromisso da Copel com a acessibilidade e a inclusão das pessoas com deficiência – PcD's - no dia a dia da empresa vem de longa data. Reafirmando este compromisso, foram realizados, em 2018, diversos seminários e treinamentos em diferentes cidades do Paraná para conscientizar e sensibilizar os empregados da Companhia sobre as principais dificuldades enfrentados pelos PcD's e apresentar maneiras de melhorar a sua inclusão na Copel.

Outra ação que reforçou esse compromisso foi o lançamento do curso “Conhecendo a pessoa com deficiência”, uma parceria entre a Secretaria da Família e Desenvolvimento Social do Paraná e a Copel, que buscou disseminar o conhecimento sobre PcD's e promover cultura de inclusão. No ano passado, 2.719 pessoas passaram por este curso na plataforma de educação à distância

Outros programas

Além dos programas próprios de treinamento e capacitação, a Companhia incentiva a formação de seus profissionais por meio das seguintes iniciativas:

- Programa de Capacitação em Língua Estrangeira - instituído em 2012, é destinado aos empregados que executam atividades nas quais outro idioma é exigido.
- Cursos de pós-graduação - visa o desenvolvimento profissional em temas específicos e estratégicos com foco na produção de pesquisas, dissertações, teses, gerando inovações e melhorias para a Companhia e para o setor elétrico.

• Benefícios

Entre os benefícios concedidos pela Companhia a todos os seus empregados, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias e pagamento adicional de mais 1/3 da remuneração; adiantamento da primeira parcela do 13º salário no mês de janeiro; participação nos lucros e resultados; incentivo a qualidade de vida, com iniciativas como o Coral da Copel e os Jogos Internos; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a empregados com deficiência e a empregados que tenham dependente com deficiência; licença maternidade e licença paternidade estendidas; e complementação de auxílio doença. Além desses, à partir de outubro/2018 os empregados, opcionalmente, podem optar pela redução da jornada de trabalho de 08 horas para 06 horas diárias, com consequente redução salarial, conforme critérios previstos em norma interna. Adicionalmente, por meio da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, da qual a Copel é mantenedora, há concessão de: plano de previdência privada, adicional ao valor da previdência oficial, e plano de assistência médico-hospitalar e odontológica. A Fundação Copel disponibiliza, ainda, uma carteira de empréstimos aos seus participantes, obedecendo às disposições legais que regem as aplicações das reservas do seu fundo previdenciário.

• Política salarial

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e variável (Participação dos Empregados nos Lucros e/ou Resultados - PLR). A PLR dos empregados da Copel ocorre 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, sendo o montante distribuído de forma igualitária a todos os empregados. A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2018 (R\$ 1.834,84) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 954,00) era de 1,92 vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

A Companhia se relaciona com 19 sindicatos representativos das diversas classes de trabalhadores e, ao longo do ano, promove reuniões para discussão de assuntos de interesse mútuo. Por ocasião da data base (outubro) esse relacionamento se intensifica quando os sindicatos e a Copel discutem as reivindicações para chegar ao Acordo Coletivo de Trabalho - ACT.

- **Avaliação de desempenho**

Desde 2013, a Gestão de Desempenho da Copel é realizada por meio do Programa Nossa Energia, que, anualmente, é aprimorado segundo as melhores práticas do mercado. Em 2018, 100% dos empregados considerados aptos foram submetidos à avaliação de desempenho.

5.2. Fornecedores

Os fornecedores da Copel devem respeitar a legislação vigente no País em todos os seus âmbitos. A exigência de conformidade está expressa no Regulamento Interno de Licitações e Contratos, em cláusulas contratuais, nos manuais de cadastramento de fornecedores e nas normas e manuais técnicos, permanentemente disponibilizados *online*.

Em 100% dos contratos de cessão de mão de obra, os terceirizados passam por processo de integração, no qual a Copel destaca suas demandas contratuais em relação a questões socioambientais, de direitos humanos e trabalhistas, de acessibilidade e inclusão e de combate ao trabalho infantil. O descumprimento pode implicar em sanções administrativas, como multas, rescisão contratual ou, até mesmo, o impedimento, por até dois anos, de participar de novas licitações da Companhia.

Desde 2009, a Copel mantém em seus contratos uma cláusula padrão de responsabilidade socioambiental. A partir de 2016, as contratações passaram a ser acompanhadas de Declaração de Idoneidade e de Responsabilidade Social. Em 2018, passou a vigorar um novo modelo de contrato, que inclui também aspectos de direitos humanos, com destaque para o cumprimento dos 10 Princípios do Pacto Global.

Dependendo do objeto a ser contratado, algumas cláusulas específicas relativas a requisitos ambientais são inseridas nas minutas que acompanham o edital quando de sua publicação

5.3. Clientes

A Copel acredita que a perenidade do seu modelo de negócio depende do diálogo permanente com os diversos públicos: acionistas, consumidores, empregados, fornecedores, governo e comunidades. O relacionamento com todos esses grupos, com qualidade e de maneira transparente, é avaliado pela Companhia como um diferencial competitivo.

Por isso, a Copel mantém um grupo de trabalho dedicado a executar uma política estruturada de relacionamento, regida por planejamento e atividades constantes, com o objetivo de garantir níveis de excelência de satisfação desses grupos em relação à Companhia.

• Copel Distribuição

Pelo segundo ano consecutivo, a Copel foi eleita pela Aneel a melhor grande distribuidora de energia de todo o País e da região Sul na percepção do cliente residencial. A premiação é referente ao Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC) 2018, indicador que revela a satisfação do cliente com os serviços prestados no ano passado.

Para chegar ao IASC, a Aneel avalia uma série de critérios, tais como a qualidade percebida pelo cliente, relação custo-benefício dos serviços, satisfação geral e confiança no fornecedor.

• Copel Telecomunicações

A Copel Telecom foi a operadora de banda larga mais bem avaliada na opinião dos clientes na pesquisa de Satisfação e Qualidade Percebida de 2018 realizada pela Anatel. Para elaborar o ranking das empresas mais bem avaliadas e chegar ao índice de satisfação geral do serviço contratado, são avaliados indicadores como canais de atendimento, oferta do produto, cobrança e qualidade geral, formando a nota de cada empresa. Ao final, os clientes da Copel Telecom deram a nota de 8,35 a maior nota alcançada por uma empresa de banda larga fixa desde a criação da pesquisa.

5.4. Responsabilidade Socioambiental

A responsabilidade social é um compromisso para a Copel, que busca por alternativas que promovam o bem-estar social, alinhadas à legislação e às normas de comportamento. Essas expectativas são frequentemente avaliadas por meio de pesquisas de satisfação (e das manifestações recebidas pelos canais de diálogo e programas de relacionamento).

As diretrizes da Política de Sustentabilidade da Companhia prevêm:

- Promover ações de responsabilidade social norteadas pela missão, pelos valores e pelos compromissos voluntários assumidos
- Gerir o investimento social privado e de incentivos fiscais com transparência, visando maximizar o retorno social dos recursos investidos
- Incentivar os empregados a se engajarem em trabalhos voluntários em prol da melhoria da realidade social
- Promover ações de sensibilização e educação para o público interno e demais partes interessadas relacionadas à sustentabilidade

- Promover a acessibilidade em todas as suas formas, assegurando todos os direitos das pessoas com deficiência

Também são executadas ações que visam à valorização da diversidade, à inclusão e ao combate à discriminação em relação a gênero, orientação sexual, raça, crenças, etnia e pessoas com deficiência. Da mesma forma, busca combater a exploração sexual de crianças e adolescentes na cadeia de valor e priorizar os esforços em situações de maior vulnerabilidade, além de eliminar todas as formas de trabalho forçado ou infantil. Internamente, a Copel procura assegurar a liberdade de associação e o reconhecimento efetivo do direito à negociação coletiva. Também atua fortemente em questões de acessibilidade.

Quanto às gestão de recursos naturais, a Companhia possui ações para alcançar as metas relativas a água, energia e papel, que fazem parte do Programa Ecoeficiência e tem como objetivo apoiar projetos para redução e melhor aproveitamento desses recursos, sensibilizando as diversas áreas da Companhia e indo ao encontro da diretriz estratégica de obtenção de excelência em custos, processos e qualidade. O programa também atua nas linhas de mobilidade e combustível, e educação e comunicação.

Em 2018, foram realizadas as seguintes iniciativas: teste de dispositivo para redução no consumo de água em vasos sanitários; gestão do consumo de água, energia e combustíveis; e campanhas educativas. Também foi mantida a campanha de incentivo ao uso de etanol na frota de veículos e criada a campanha Copel sem Plástico, com vistas à redução do consumo de copos desse material. Quanto ao uso de energia, o destaque foi a ação para a redução do consumo nos microcomputadores. Com relação à mobilidade, destacaram-se as iniciativas “Dia de *Bike* ao Trabalho” (11 de maio), “Dia Mundial sem Carro” (semana de 17 a 22 de setembro) - emissões zero (pedestres e ciclistas) e a I Pedalada Interpolos Copel.

Outras informações sobre responsabilidade socioambiental da Companhia podem ser acompanhados no Relato Integrado (www.copel.com/sustentabilidade), onde é demonstrado o desempenho associado à geração de valor nas dimensões social, econômica e ambiental.

6. BALANÇO SOCIAL

BALANÇO SOCIAL ANUAL				
Em 31 de dezembro de 2018 e 2017				
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)				
		2018		2017
1 - BASE DE CÁLCULO				
NE 32	Receita Líquida - RL	14.934.780		14.024.573
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS				
			% Sobre RL	% Sobre RL
NE 32.2	Remuneração dos administradores	21.673	0,1	23.240
	Remuneração dos empregados	904.200	6,1	927.782
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	134.781	0,9	143.015
	Encargos sociais compulsórios	306.836	2,1	316.680
	Plano previdenciário	79.806	0,5	80.180
	Saúde (Plano assistencial)	184.572	1,2	179.319
	Capacitação e desenvolvimento profissional	8.053	0,1	8.000
NE 32.2	Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	91.526	0,6	68.817
NE 32.2	Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias	69.289	0,5	53.468
(1)	Outros benefícios	15.664	0,1	15.878
	Total	1.816.400	12,2	1.816.380
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS				
			% Sobre RL	% Sobre RL
	Cultura	12.846	0,1	17.700
	Saúde e saneamento	2.280	0,0	1.130
	Esporte	2.883	0,0	1.129
	Outros	65.904	0,4	72.023
	Pesquisa e Desenvolvimento	45.786	0,3	41.318
	Programa de Eficiência Energética	10.135	0,1	22.451
	Programa Morar Bem	2.381	0,0	3.044
	Programa de Acessibilidade	2.355	0,0	291
	Outros	5.247	0,0	4.918
	Total das contribuições para a sociedade	83.913	0,6	91.982
	Tributos (excluídos encargos sociais)	8.925.290	59,8	7.626.806
	Total	9.009.203	60,3	7.718.788
4 - INDICADORES AMBIENTAIS				
			% Sobre RL	% Sobre RL
	Investimentos relacionados com as operações da empresa	290.214	1,9	236.345
	Investimentos em programas e/ou projetos externos	2.818	0,0	2.178
	Total	293.032	2,0	238.523
(2)	Quantidade de sanções ambientais	3		4
	Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	544		361
	Metas ambientais	2018		Metas 2019
	Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51% a 75% (X) cumpre de 76% a 100%		() não possui metas () cumpre de 0 a 50% () cumpre de 51% a 75% (X) cumpre de 76% a 100%

NE - Nota Explicativa

	2018	2017
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)		
Empregados no final do período	7.794	8.432
Admissões durante o período	37	76
Escolaridade dos empregados(as):	Homens Mulheres Total	Homens Mulheres Total
Total Superior e extensão universitária	2.994 1.241 4.235	3.132 1.311 4.443
Total 2º Grau	3.028 503 3.531	3.254 585 3.839
Total 1º Grau	28 0 28	143 7 150
Faixa etária dos empregados(as):		
De 18 até 30 anos (exclusive)	419	678
De 30 até 45 anos (exclusive)	4.185	4.282
De 45 até 60 anos (exclusive)	3.042	3.339
60 anos ou mais	148	133
Mulheres que trabalham na empresa	1.744	1.903
% Mulheres em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de mulheres	6,0	5,7
em relação ao nº total de gerentes	20,2	20,4
Negros(as) que trabalham na empresa	1.010	1.068
% Negros(as) em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de negros(as)	3,7	3,6
em relação ao nº total de gerentes	7,2	7,2
Portadores(as) de necessidades especiais	257	269
Dependentes	14.129	15.401
(3) Terceirizados	6.520	7.009
(4) Aprendiz (es)	195	238
(4) Estagiários(as)	252	239
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	3.797	4.385
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	1.231	1.339
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	19	19
(5) Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)	300	257
Número total de reclamações e críticas de consumidores:		
na empresa	51.757	80.922
(6) de segundo nível	7.650	9.558
na Justiça	6.950	4.805
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		
na empresa	100,0%	99,7%
(6) de segundo nível	100,0%	100,0%
na Justiça	21,4%	14,8%

	2018	Metas 2019
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	direção e gerências	direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	todos + Cipa	todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	incentiva e segue a OIT	incentiva e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	todos	todos
A participação dos lucros ou resultados contempla:	todos	todos
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	são exigidos	serão exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	organiza e incentiva	organizará e incentivará
7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA		
	2018	2017
Valor adicionado total a distribuir	13.364.990	11.772.831
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	9,2%	10,8%
Pessoal	11,4%	12,8%
Governo	68,6%	66,9%
Acionistas	2,8%	2,5%
Retido	8,1%	7,0%
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
- A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações. - As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social. - Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais, controladas e consórcios da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma.		
(1) O item Outros benefícios é composto por: Auxílio doença complementar, Auxílio maternidade prorrogado, Seguros, Vale transporte excedente e Auxílio invalidez, Morte acidental, Auxílio creche, Auxílio educação, Cultura e Segurança e Medicina no trabalho.		
(2) Estas informações referem-se a multas e notificações socioambientais da holding e Copel Distribuição S.A., Copel Geração e Transmissão S.A, Copel Telecomunicações S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Renováveis S.A. São divulgados valores originais, podendo ser alterados, conforme resposta da defesa administrativa apresentada ao órgão ambiental. Os valores das sanções estão proporcionais à participação da Copel nos empreendimentos. Valores referente aos Termos de Compromisso - TCs e Termos de Ajustamento de Conduta - TACs são considerados em sociais externos ou ambientais, dependendo de sua natureza.		
(3) Este número corresponde ao total de trabalhadores terceirizados contratados no período independentemente do número de horas trabalhadas. Não representa o número de postos de trabalho terceirizados. Também não contempla os terceiros que atuam na implantação de obras da Copel Geração e Transmissão e das controladas (Usinas, Linhas de Transmissão e Subestações), bem como aqueles que atuam na expansão do sistema da Copel Telecom.		
(4) Não compõem o quadro de empregados.		
(5) Calculado através da metodologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.		
(6) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.		

7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente	MAURICIO SCHULMAN
Membros	DANIEL PIMENTEL SLAVIERO ADRIANA ANGELA ANTONIOLLI LEILA ABRAHAM LORIA MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO OLGA STANKEVICIUS COLPO SÉRGIO ABU JAMRA MISAEL (VAGO) (VAGO)

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente	MAURICIO SCHULMAN
Membros	LEILA ABRAHAM LORIA MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO OLGA STANKEVICIUS COLPO (VAGO)

CONSELHO FISCAL

Presidente	ROBERTO LAMB
Membros Titulares	CLEMENCEAU MERHEB CALIXTO DAVID ANTONIO BAGGIO BATISTA GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

Membros Suplentes	KURT JANOS TOTH JULIO TAKESHI SUZUKI JÚNIOR OTAMIR CESAR MARTINS JOÃO LUIZ GIONA JUNIOR GILBERTO PEREIRA ISSA
-------------------	---

DIRETORIA

Diretor Presidente	DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
Diretor de Gestão Empresarial	ANA LETÍCIA FELLER
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Desenvolvimento de Negócios	CASSIO SANTANA DA SILVA
Diretor Jurídico e de Relações Institucionais	EDUARDO VIEIRA DE SOUZA BARBOSA
Diretor de Governança, Risco e <i>Compliance</i>	VICENTE LOIÁCONO NETO
Diretor Adjunto	DAVID CAMPOS

CONTADOR

CRC-PR-045809/O-2	ADRIANO FEDALTO
-------------------	-----------------

Informações sobre este relatório:

Relações com investidores:	Fone: +55 (41) 3222-2027 ri@copel.com
----------------------------	--

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Inscrição Estadual 10146326-50

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2018

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	17
3 Base de Preparação	20
4 Principais Políticas Contábeis	22
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	39
6 Títulos e Valores Mobiliários	40
7 Clientes	40
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	42
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	43
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	48
11 Ativos de contrato	51
12 Outros Créditos	53
13 Tributos	54
14 Despesas Antecipadas	58
15 Partes Relacionadas	59
16 Depósitos Judiciais	61
17 Investimentos	62
18 Imobilizado	67
19 Intangível	76
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas	78
21 Fornecedores	78
22 Empréstimos e Financiamentos	79
23 Debêntures	84
24 Benefícios Pós-emprego	86
25 Encargos Setoriais a Recolher	92
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	92
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	93
28 Outras Contas a Pagar	94
29 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	94
30 Patrimônio Líquido	102
31 Receita Operacional Líquida	106
32 Custos e Despesas Operacionais	110
33 Resultado Financeiro	113
34 Segmentos Operacionais	114
35 Instrumentos Financeiros	117
36 Transações com Partes Relacionadas	133
37 Compromissos	136
38 Seguros	137
39 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	137
40 Eventos subsequentes	138
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	139
RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DE ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	146
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE O RELATÓRIO ANUAL	155
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	156
DECLARAÇÃO	157

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Balanços Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2018 e de 2017

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
CIRCULANTE					
Caixa e equivalentes de caixa	5	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075
Títulos e valores mobiliários	6	123.560	90	124.862	1.341
Cauções e depósitos vinculados		129	129	203	59.372
Clientes	7	-	-	2.944.091	2.733.240
Dividendos a receber		519.100	459.464	76.672	80.815
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	190.876	167.109	190.876	167.109
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	421.184	171.609
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	53.177	149.744
Ativos de contrato	11	-	-	85.019	-
Outros créditos	12	7.027	8.287	363.250	409.351
Estoques		-	-	116.285	110.559
Imposto de renda e contribuição social	13.1	6.130	14.055	152.157	501.685
Outros tributos a recuperar	13.3	321	276	160.842	198.232
Despesas antecipadas	14	40	-	40.819	39.867
Partes relacionadas	15	8.134	292.051	-	38.835
		1.170.320	998.294	6.677.846	5.701.834
NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	219.434	218.322
Outros investimentos temporários	16	19.511	18.727	19.511	18.727
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	89.555	75.665
Clientes	7	-	-	162.915	261.082
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.254.166	1.349.253	1.254.166	1.349.253
Depósitos judiciais	16	131.840	119.167	528.290	582.529
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	257.635	171.609
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	2.497.514	4.429.237
Ativos de contrato	11	-	-	3.348.211	-
Outros créditos	12	7.444	-	228.894	149.416
Imposto de renda e contribuição social	13.1	148.140	158.808	166.384	176.480
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	147.368	102.236	1.007.061	915.492
Outros tributos a recuperar	13.3	86.110	15	231.400	116.974
Despesas antecipadas	14	-	-	3.290	12.684
Partes relacionadas	15	104.751	219.426	-	130.156
		1.899.330	1.967.632	10.014.260	8.607.626
Investimentos	17	16.070.567	14.987.607	2.368.234	2.570.643
Imobilizado	18	996	830	10.840.663	9.829.450
Intangível	19	1.593	1.603	6.029.097	6.452.824
		17.972.486	16.957.672	29.252.254	27.460.543
TOTAL DO ATIVO		19.142.806	17.955.966	35.930.100	33.162.377

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

Balanços Patrimoniais
em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 (continuação)
em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
CIRCULANTE					
Obrigações sociais e trabalhistas	20	6.747	6.977	284.179	313.967
Partes relacionadas		755	3.936	-	-
Fornecedores	21	2.731	2.096	1.419.243	1.683.577
Imposto de renda e contribuição social	13.1	-	2.467	197.949	86.310
Outras obrigações fiscais	13.3	152	476	451.433	345.487
Empréstimos e financiamentos	22	129.401	322.092	1.113.047	784.666
Debêntures	23	941.677	339.341	2.184.881	1.632.062
Dividendos a pagar		354.203	267.988	375.675	288.981
Benefícios pós-emprego	24	87	57	58.478	53.225
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	79.872	150.025
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	270.429	282.766
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	67.858	62.624
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	-	192.819
Outras contas a pagar	28	135	249	192.070	121.405
Provisões para litígios	29	-	112.000	-	112.000
		1.435.888	1.057.679	6.695.114	6.109.914
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores	21	-	-	49.956	43.469
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	-	-	157.420	156.630
Outras obrigações fiscais	13.3	2.602	2.365	796.732	809.576
Empréstimos e financiamentos	22	773.984	664.020	2.934.260	2.974.839
Debêntures	23	596.403	876.140	5.333.250	4.438.916
Benefícios pós-emprego	24	4.867	3.995	910.285	812.878
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	322.306	249.709
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	516.305	492.330
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	96.531	90.700
Outras contas a pagar	28	3.957	830	116.954	72.849
Provisões para litígios	29	292.180	143.095	1.664.773	1.400.064
		1.673.993	1.690.445	12.898.772	11.541.960
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Atribuível aos acionistas da empresa controladora					
Capital social	30.1	7.910.000	7.910.000	7.910.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	30.2	785.610	895.601	785.610	895.601
Reserva legal		914.751	844.398	914.751	844.398
Reserva de retenção de lucros		6.422.564	5.557.843	6.422.564	5.557.843
		16.032.925	15.207.842	16.032.925	15.207.842
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	303.289	302.661
		16.032.925	15.207.842	16.336.214	15.510.503
TOTAL DO PASSIVO		19.142.806	17.955.966	35.930.100	33.162.377

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

Demonstrações de Resultados
 para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
 em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	-	-	14.934.780	14.024.573
Custos Operacionais	32	-	-	(11.501.688)	(10.665.890)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	3.433.092	3.358.683
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	32	-	-	(148.709)	(169.050)
Despesas gerais e administrativas	32	(67.292)	(59.601)	(723.534)	(685.675)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	32	11.696	(68.788)	(302.690)	(464.316)
Resultado da equivalência patrimonial	17	1.356.375	1.291.434	135.888	101.739
		1.300.779	1.163.045	(1.039.045)	(1.217.302)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		1.300.779	1.163.045	2.394.047	2.141.381
Resultado Financeiro	33				
Receitas financeiras		301.729	181.312	813.915	699.310
Despesas financeiras		(238.355)	(327.855)	(1.251.965)	(1.447.750)
		63.374	(146.543)	(438.050)	(748.440)
LUCRO OPERACIONAL		1.364.153	1.016.502	1.955.997	1.392.941
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		(2.083)	(36.803)	(580.065)	(379.943)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		44.993	53.927	68.072	105.257
		42.910	17.124	(511.993)	(274.686)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.407.063	1.033.626	1.444.004	1.118.255
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	1.407.063	1.033.626
Atribuído aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	36.941	84.629
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	30.5				
Ações ordinárias		4,91091	3,60754		
Ações preferenciais classe "A"		5,40201	3,96830		
Ações preferenciais classe "B"		5,40201	3,96830		

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.407.063	1.033.626	1.444.004	1.118.255
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado	30.2				
Ganhos (perdas) com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		(408)	18	(58.354)	(46.506)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		(38.245)	(29.567)	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		139	(7)	19.994	16.827
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	30.2				
Ganhos com ativos financeiros		-	11.661	-	26.138
Ganhos com ativos financeiros - equivalência patrimonial		-	9.554	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		-	(3.965)	-	(8.888)
Realização de ganhos com ativos financeiros, líquida de tributos		-	(9.355)	-	(18.909)
Realização de ganhos com ativos financeiros - equivalência patrimonial		-	(9.554)	-	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		(38.514)	(31.215)	(38.360)	(31.338)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		1.368.549	1.002.411	1.405.644	1.086.917
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				1.368.549	1.002.411
Atribuível aos acionistas não controladores				37.095	84.506

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

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
 para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
 em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora						Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros					
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados			
Saldo em 1º de janeiro de 2017		7.910.000	944.956	53.510	792.716	5.016.916	-	14.718.098	260.044	14.978.142
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	1.033.626	1.033.626	84.629	1.118.255
Outros resultados abrangentes										
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	30.2	-	-	17.250	-	-	-	17.250	-	17.250
Perdas atuariais, líquidas de tributos	30.2	-	-	(29.556)	-	-	-	(29.556)	(123)	(29.679)
Realização de ganhos com ativos financeiros, líquida de tributos	30.2	-	-	(18.909)	-	-	-	(18.909)	-	(18.909)
Resultado abrangente total do exercício		-	-	(31.215)	-	-	1.033.626	1.002.411	84.506	1.086.917
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	30.2	-	(71.650)	-	-	-	71.650	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(11.053)	(11.053)
Deliberação de dividendos adicionais conforme 62ª AGO		-	-	-	-	(223.266)	-	(223.266)	-	(223.266)
Destinação proposta à A.G.O.:										
Reserva legal		-	-	-	51.682	-	(51.682)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	30.4	-	-	-	-	-	(266.000)	(266.000)	-	(266.000)
Dividendos	17.2.2	-	-	-	-	-	(23.401)	(23.401)	(30.836)	(54.237)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	764.193	(764.193)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2017		7.910.000	873.306	22.295	844.398	5.557.843	-	15.207.842	302.661	15.510.503
Ajustes decorrentes da adoção dos CPCs 47 e 48	4.18.3	-	-	(4.391)	-	-	(160.533)	(164.924)	-	(164.924)
Transferência para a reserva de retenção de lucros	4.18.3	-	-	-	-	(160.533)	160.533	-	-	-
Saldo em 1º de janeiro de 2018		7.910.000	873.306	17.904	844.398	5.397.310	-	15.042.918	302.661	15.345.579
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	1.407.063	1.407.063	36.941	1.444.004
Outros resultados abrangentes										
Ganhos (perdas) atuariais, líquidas de tributos	30.2	-	-	(38.514)	-	-	-	(38.514)	154	(38.360)
Resultado abrangente total do período		-	-	(38.514)	-	-	1.407.063	1.368.549	37.095	1.405.644
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	30.2	-	(67.086)	-	-	-	67.086	-	-	-
Destinação proposta à A.G.O.:										
Reserva legal		-	-	-	70.353	-	(70.353)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	30.4	-	-	-	-	-	(280.000)	(280.000)	-	(280.000)
Dividendos	17.2.2	-	-	-	-	-	(98.542)	(98.542)	(36.467)	(135.009)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.025.254	(1.025.254)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018		7.910.000	806.220	(20.610)	914.751	6.422.564	-	16.032.925	303.289	16.336.214

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		1.407.063	1.033.626	1.444.004	1.118.255
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		5.704	134.705	767.751	900.610
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(85.986)	(82.160)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	-	-	(268.904)	(129.769)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	10.5	-	-	(82.640)	(361.156)
Resultado da adoção ao Programa Especial de Regularização Tributária		-	-	-	(154.197)
Imposto de renda e contribuição social	13.4	2.083	36.803	580.065	379.943
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.4	(44.993)	(53.927)	(68.072)	(105.257)
Resultado da equivalência patrimonial	17.1	(1.356.375)	(1.291.434)	(135.888)	(101.739)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	563	519	97.900	97.511
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	5.860	2.471	151.215	153.069
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	125.369	118.753
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	31	-	-	(47.499)	(57.080)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	31	-	-	(985.344)	(767.040)
Depreciação e amortização	32	1.223	1.203	749.179	731.599
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	32.4	24.902	93.756	306.697	365.539
Perdas na combinação de negócios	32.6	-	-	3.769	-
Resultado da alienação de investimentos	32.6	(11.000)	(14.174)	(8.174)	(28.650)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	35.2.12	-	-	(3.786)	-
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	1.536	17
Baixas de ativos de contrato	11	-	-	9.762	-
Resultado das baixas de imobilizado	18.2	-	-	68.450	64.508
Resultado das baixas de intangíveis	19	13	2.064	28.742	42.740
		35.043	(54.388)	2.648.146	2.185.496
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	191.113	(322.814)
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		609.219	669.179	50.858	44.334
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	260.117	97.085	260.117	97.085
Depósitos judiciais		(1.171)	34.550	87.853	96.028
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	482.974	-
Outros créditos		5.243	449	17.292	(44.193)
Estoques		-	-	(5.726)	20.078
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		19.803	22.252	360.855	146.602
Outros tributos a recuperar		(86.140)	(79)	(74.003)	87.884
Despesas antecipadas		(40)	-	8.520	12.128
Partes relacionadas		8.940	(29.690)	-	(667)
		815.971	793.746	1.379.853	136.465
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		(230)	1.404	(29.845)	26.170
Partes relacionadas		(3.181)	3.936	(59)	-
Fornecedores		635	(129)	(572.306)	275.370
Outras obrigações fiscais		(32.585)	(25.648)	75.234	24.795
Benefícios pós-emprego	24.4	(5.929)	(2.625)	(204.809)	(200.848)
Encargos setoriais a recolher		-	-	(70.507)	8.313
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(91.015)	(104.512)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.2	-	-	(64.365)	(65.871)
Passivos financeiros setoriais	9.2	-	-	-	419.220
Outras contas a pagar		3.013	500	103.464	(101.062)
Provisões para litígios quitadas	29.1.1	(102)	(260)	(144.171)	(124.395)
		(38.379)	(22.822)	(998.379)	157.180
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		812.635	716.536	3.029.620	2.479.141
Imposto de renda e contribuição social pagos		(4.550)	(34.336)	(468.552)	(335.087)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	22.4	(90.332)	(127.507)	(289.095)	(532.033)
Encargos de debêntures pagos	23.2	(64.523)	(114.287)	(501.002)	(622.815)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		653.230	440.406	1.770.971	989.206

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		(124.254)	24	(75.804)	48.512
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(192.445)	(251.856)	-	(5.145)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		560.877	124.122	117.645	24.985
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(792.835)	-
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato		-	-	106.764	-
Aquisições de controladas - efeito no caixa		-	-	7.998	-
Alienação de investimento		-	397.572	-	484.608
Aportes em investimentos	17.1 e 39.1	(608.934)	(574.347)	(51.557)	(248.243)
Redução de capital em investidas	17.1	45.000	170.000	35.280	-
Aquisições de imobilizado		(267)	(282)	(1.489.067)	(1.205.508)
Participação financeira do consumidor - imobilizado		-	-	12	-
Aquisições de intangível		(3)	(499)	(7.589)	(806.240)
Participação financeira do consumidor - intangível		-	-	-	125.858
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(320.026)	(135.266)	(2.149.153)	(1.581.173)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	-	77.000	1.314.766	800.044
Ingressos de debêntures emitidas	23.2	600.000	520.000	2.890.283	2.242.521
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	22.4	(77.000)	(83.000)	(1.126.144)	(971.187)
Amortizações de principal de debêntures	23.2	(333.300)	(333.300)	(1.491.667)	(915.005)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(264.734)	(475.103)	(300.722)	(506.404)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(75.034)	(294.403)	1.286.516	649.969
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		258.170	10.737	908.334	58.002
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	56.833	46.096	1.040.075	982.073
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		258.170	10.737	908.334	58.002

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

Demonstrações do Valor Adicionado
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	21.462.972	19.772.940
Receita de construção	-	-	1.799.252	1.810.472
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	47.499	57.080
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	985.344	767.040
Outras receitas	36.915	14.197	183.435	40.919
Perdas de crédito esperadas	-	-	(96.202)	(90.589)
	36.915	14.197	24.382.300	22.357.862
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	6.813.043	6.514.399
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	1.280.910	926.595
Material, insumos e serviços de terceiros	32.171	14.896	688.635	717.206
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	528.021	393.018
Custo de construção	-	-	1.581.909	1.759.922
Perda / Recuperação de valores ativos	459	2.065	176.000	89.638
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	(18.920)	(122.782)
Outros insumos	41.162	116.641	302.282	502.035
	73.792	133.602	11.351.880	10.780.031
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(36.877)	(119.405)	13.030.420	11.577.831
(-) Depreciação e amortização	1.223	1.203	749.179	731.599
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(38.100)	(120.608)	12.281.241	10.846.232
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	1.356.375	1.291.434	135.888	101.739
Receitas financeiras	301.729	181.312	813.915	699.310
Outras receitas	1.264	13.958	133.946	125.550
	1.659.368	1.486.704	1.083.749	926.599
	1.621.268	1.366.096	13.364.990	11.772.831

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
 para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2018	%	31.12.2017	%	31.12.2018	%	31.12.2017	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	8.890		10.543		930.377		952.270	
Planos previdenciário e assistencial	2.286		1.943		264.380		259.498	
Auxílio alimentação e educação	1.108		1.131		127.683		136.494	
Encargos sociais - FGTS	655		664		66.906		67.380	
Indenizações trabalhistas	1.659		2.989		70.891		59.066	
Participação nos lucros e/ou resultados	863		586		91.526		68.817	
Apropriação no imobilizado e intangível em curso	-		-		(28.890)		(31.892)	
	15.461	1,0	17.856	1,3	1.522.873	11,4	1.511.633	12,8
Governo								
Federal								
Tributos	(25.949)		34.222		2.230.343		2.030.069	
Encargos setoriais	-		-		2.685.524		2.066.194	
Estadual	13		6		4.240.617		3.772.327	
Municipal	56		87		8.737		7.516	
	(25.880)	(1,6)	34.315	2,5	9.165.221	68,6	7.876.106	66,9
Terceiros								
Juros	223.473		279.143		1.178.497		1.223.026	
Arrendamentos e aluguéis	1.151		1.156		41.453		33.337	
Doações, subvenções e contribuições	-		-		12.942		10.474	
	224.624	13,9	280.299	20,5	1.232.892	9,2	1.266.837	10,8
Acionistas								
Lucros retidos	1.028.521		744.225		1.028.521		744.225	
Remuneração do capital próprio	280.000		266.000		280.000		266.000	
Dividendos	98.542		23.401		98.542		23.401	
Participações de acionistas não controladores	-		-		36.941		84.629	
	1.407.063	86,7	1.033.626	75,7	1.444.004	10,8	1.118.255	9,5
	1.621.268	100,0	1.366.096	100,0	13.364.990	100,0	11.772.831	100,0

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017
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, aquisições e alienações em relação às participações societárias de 31.12.2017 foram: combinação de negócios apresentada na NE nº 1.2, transferência da coligada Foz do Chopim (NE nº 1.1.3) e constituição da Sociedade de Propósito Específico - SPE Bela Vista Geração de Energia S.A.

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	20,0	Copel
			60,0	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 Eurús 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. (1.2)	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A. (1.2)	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	99,9	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. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (c)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.(c)	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. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) A Administração está avaliando uma eventual alteração do objeto social ou o encerramento das atividades operacionais e a versão de seu patrimônio para a acionista.

(b) Fase pré-operacional.

(c) Entrada em operação a partir de dezembro de 2018

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
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
Matrinchá Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (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. Existe deliberação dos consorciados por solicitar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP via instauração de procedimento arbitral institucional 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. (a)	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 (c)	Londrina/PR	Telecomunicações	45,0	Copel
Dominó Holdings Ltda.	Curitiba/PR	Participação em sociedade	49,0	Copel Energia
GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A. (b)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	19,31	UEG

(a) Em fevereiro de 2018, a coligada Foz do Chopim Energética Ltda. foi transferida da Copel para a Copel GeT, mediante aumento do capital social. Por tratar-se de uma transferência sem alteração do controle a Companhia efetuou os registros pelos valores contábeis. Os saldos transferidos na transação estão demonstrados na NE nº 17.1

(b) Fase pré-operacional.

(c) Investimento reduzido a zero por conta dos testes de recuperação de ativos.

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 negócios realizada com permuta de ativos

1.2.1 Controladas adquiridas e empreendimento controlado em conjunto alienado

Em 30.08.2018, a Copel GeT celebrou Contrato de Permuta de Ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com esse contrato, a Copel GeT passa a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul passa a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.

A assunção de 100% da participação da Costa Oeste e da Marumbi pela Copel GeT permitirá a apropriação de ganhos de escala na gestão integrada desses empreendimentos com os demais ativos da Companhia.

As combinações de negócios ocorreram em 31.08.2018, data das transferências das ações.

Controlada adquirida	Atividade principal	Data da aquisição	Percentual da participação em ações da Copel GeT		Contraprestação transferida R\$
			anterior	adquirido	
Costa Oeste	Transmissão de energia elétrica	31.08.2018	51%	49%	38.883
Marumbi	Transmissão de energia elétrica	31.08.2018	80%	20%	23.811

1.2.2 Contraprestação transferida e direito de concessão gerado nas aquisições

As combinações de negócios ocorreram em uma permuta de ativos, portanto o valor da contraprestação correspondeu ao valor justo da participação de 20% detida pela Copel GeT na Transmissora Sul Brasileira (ativo transferido). Esse valor foi proporcionalizado de acordo com o valor justo das participações adquiridas da Eletrosul, correspondentes a 49% da Costa Oeste e 20% da Marumbi.

Contraprestação transferida	Ativo líquido transferido	Ativos líquidos adquiridos	
	Transmissora Sul Brasileira	Costa Oeste	Marumbi
Valor justo em 31.08.2018	313.471	73.219	109.861
Percentual da participação transferida/adquirida	20%	-49%	-20%
Valor da parcela permutada	62.694	(35.878)	(21.971)
Valor da contraprestação	62.694	38.883	23.811
Direito de concessão	-	3.005	1.840

Os direitos de concessões gerados nas combinações de negócios consistem principalmente de sinergias e economias de escala esperadas e serão amortizados durante o período remanescente das concessões da Costa Oeste e da Marumbi, cujos vencimentos ocorrerão em 11.01.2042 e 09.05.2042, respectivamente.

Direito de concessão gerado na aquisição	Costa Oeste	Marumbi
Valor justo da contraprestação transferida	38.883	23.811
Valor justo da participação da Copel GeT antes da combinação	37.341	87.890
	76.224	111.701
Valor líquido dos ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos	(73.219)	(109.861)
Direito de concessão	3.005	1.840

1.2.3 Ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data de aquisição

A Copel GeT mensurou, preliminarmente, pelo valor justo na data da aquisição a sua participação anterior nas adquiridas, os ativos identificáveis adquiridos e os passivos assumidos.

As perdas resultantes pela mensuração aos valores justos da participação anterior da Copel GeT na Costa Oeste e na Marumbi, no valor de R\$ 3.769, estão inclusos em Outras receitas (despesas) operacionais líquidas, na demonstração do resultado.

Seguem demonstrados os valores justos da participação anterior e da participação adquirida na data das combinações de negócios da Costa Oeste e da Marumbi:

Costa Oeste		Valor justo		
		Na data da aquisição	Participação antes da combinação de negócios - 51%	Participação adquirida - 49%
31.08.2018	Valor contábil			
Ativos identificados	102.355	109.327	55.757	53.570
Caixa e equivalentes	4.140	4.140	2.111	2.029
Clientes	945	945	482	463
Despesas antecipadas	22	22	11	11
Tributos compensáveis	59	59	30	29
Depósitos vinculados	1.711	1.711	873	838
Ativos de contrato	95.448	95.448	48.678	46.770
Ativos de contrato - combinação de negócios	-	6.972	3.556	3.416
Imobilizado	13	13	7	6
Intangível	17	17	9	8
Passivos assumidos	30.420	36.108	18.416	17.692
Fornecedores	93	93	47	46
Financiamentos	26.011	26.011	13.266	12.745
Impostos diferidos	3.029	3.029	1.545	1.484
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	661	337	324
Provisão para litígios	831	831	424	407
Passivo contingente - combinação de negócios	-	5.027	2.564	2.463
Outros passivos	456	456	233	223
Ativos líquidos adquiridos	71.935	73.219	37.341	35.878

Marumbi		Valor justo		
		Na data da aquisição	Participação antes da combinação de negócios - 80%	Participação adquirida - 20%
31.08.2018	Valor contábil			
Ativos identificados	167.533	164.999	132.000	32.999
Caixa e equivalentes	3.857	3.857	3.086	771
Clientes	1.928	1.928	1.542	386
Despesas antecipadas	56	56	45	11
Tributos compensáveis	6	6	5	1
Depósitos vinculados	2.623	2.623	2.098	525
Ativos de contrato	159.022	156.488	125.191	31.297
Imobilizado	22	22	18	4
Intangível	19	19	15	4
Passivos assumidos	52.142	55.138	44.110	11.028
Fornecedores	3.016	3.016	2.413	603
Financiamentos	40.764	40.764	32.611	8.153
Impostos diferidos	4.919	4.919	3.935	984
Impostos diferidos - combinação de negócios	-	(2.849)	(2.279)	(570)
Provisão para litígios	2.103	2.103	1.682	421
Passivo contingente - combinação de negócios	-	5.845	4.676	1.169
Outros passivos	1.340	1.340	1.072	268
Ativos líquidos adquiridos	115.391	109.861	87.890	21.971

1.2.4 Impacto das aquisições nos resultados consolidados

O resultado do exercício inclui R\$ 1.875 atribuíveis aos negócios adicionais gerados pela Costa Oeste e R\$ 5.108 atribuíveis à Marumbi. As receitas consolidadas do período incluem R\$ 3.093 referentes à Costa Oeste e R\$ 6.085 referentes à Marumbi.

Caso essas combinações de negócios tivessem sido efetivadas em 1º.01.2018, a receita operacional líquida consolidada aumentaria em R\$ 23.834, totalizando R\$ 14.958.614 e o lucro líquido consolidado do exercício aumentaria em R\$ 4.666, totalizando R\$ 1.448.670. A Administração considera que esses valores *pro forma* representam uma medida aproximada do desempenho consolidado combinado em uma base anualizada e servem de ponto de referência para comparação em exercícios futuros.

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	18.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	27.08.2033
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60% da Copel GeT)	20	22.12.2029
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	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

(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 ocorreria 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 nas demonstrações financeiras. Os impactos registrados estão apresentados a seguir:

31.12.2018	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão e ativos de contrato	148.720	199.257	347.977
Intangível	152.538	(148.919)	3.619
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.184	3.009	12.193
Custos Operacionais			
Amortização	(29.012)	6.253	(22.759)
31.12.2017			
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	148.868	154.800	303.668
Intangível	198.688	(154.800)	43.888
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(197)	41.078	40.881

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 (a)	100	16.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (a)	30	13.09.2049	
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 35.2.6)	100	26.03.2019	
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) (NE nº 35.2.6)	100	17.09.2023	
UHE São Jorge	100	03.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	15.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	04.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	28.09.2029	
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 002/2016 - 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% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurús IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurús IV	100	26.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	07.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	08.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	27.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	19.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	31.05.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	18.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste (b)	100	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada (b)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (b)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (b)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (b)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (b)	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III (a)	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I (b)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II (b)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III (b)	100	03.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	23.04.2030
PCH Bela Vista	Resolução Autorizativa Nº 913/2007 (c)	99,9	01.01.2041

(a) Empreendimento em construção.

(b) Início de operação a partir de dezembro de 2018.

(c) Empreendimento em construção, em processo de transferência da outorga após o êxito no Leilão nº 003/2018-ANEEL, em 31.08.2018.

Copel GeT		Participação %	Vencimento
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 (prorrogado pelo 3º Termo Aditivo) - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos		100	31.12.2042
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariaíva		100	16.08.2031
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho		100	16.03.2038
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		100	18.11.2039
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara II - Taubaté		100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilho III		100	05.10.2040
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osório C2; LT 230 kV Londrina - Figueira		100	26.08.2042
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II; SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II		100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte; SE 230/138 kV Curitiba Norte		100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza; SE Realeza 230/138 kV - Pátio novo em 230 kV		100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina		100	04.09.2044
Contrato nº 006/2016 - LT 525kV Curitiba Leste - Blumenau C1 (a)		100	06.04.2046
LT 230 kV Uberaba - Curitiba Centro C1 e C2 (Subterrânea) (a)			
SE 230/138 kV Curitiba Centro (SF6) - 230/138 kV - 2 x ATF 150 MVA (a)			
SE 230/138 kV Medianeira (pátio novo 230 kV) - 2 x 150 MVA (a)			
LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza (a)			
SE 230/138 kV Andirá Leste - 2 x ATR 150 MVA (a)			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	100	11.01.2042
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	09.05.2042
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíba - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíba - Cláudia; SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV; LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II; LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte; LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II; Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II; SE Marimbondo II 500 kV	49	09.05.2042
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas; LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia; LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (a); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (a); SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV (a); SE Itatiba 500 kV (a); SE 500/440 kV Fernão Dias (a)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias	49	04.09.2044

(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 28.03.2019.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.3 Base de mensuração

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

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

3.4.1 Julgamentos

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

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

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

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

- NEs nºs 4.3 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.4 e 10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NEs nºs 4.5 e 11 - Ativos de contrato;
- NEs nºs 4.8 e 18 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.9 e 19 - Intangível;
- NEs nºs 4.10 e 18.7 - Redução ao valor recuperável de ativos;

- NEs nºs 4.11 e 29 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE 4.15 - Operações de compra e venda de energia em mercado ativo;
- NE nº 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NE nº 13.2 - 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 justo 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 operam com instrumentos financeiros derivativos, exceto pelos contratos de compra e venda de energia divulgados na NE nº 35.2.12, bem como não possuem instrumentos financeiros mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

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.

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 10.5).

4.4.5 Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia operou e opera contratos de concessão de geração de energia elétrica que contêm 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 faz frente os 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, mensalmente essa receita é reconhecida no resultado e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção referente a remuneração dos ativos construídos que passa a ser apresentada na 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 4.13) e por sua remuneração financeira (NE 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 provisões para perdas com ativos financeiros são baseadas em premissas sobre o risco de inadimplência e nas taxas de perdas esperadas. A Companhia aplica julgamento para estabelecer essas premissas e para selecionar os dados para o cálculo do *impairment*, com base no histórico da Companhia, 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 considerando uma provisão para perdas esperadas ao longo da vida útil para todas as contas a receber de clientes. Para mensurar as perdas de crédito esperadas, as contas a receber de clientes são agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito e nos dias de atraso.

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. 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 2018 e de 2017 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 do Preço de liquidação das diferenças - PLD multiplicado pelas sobras de energia declaradas junto a CCEE, ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

4.15 Operações de compra e venda de energia em mercado ativo

A Companhia negocia operações de compra e venda de energia em mercado ativo 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 período.

4.16 Arrendamentos

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Os outros arrendamentos, que não se enquadram nas características acima, são classificados como operacionais.

4.17 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

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

4.18 Novas normas adotadas a partir deste exercício

Os seguintes pronunciamentos contábeis foram revisados e não tiveram nenhum efeito importante sobre as transações realizadas pela Companhia em períodos anteriores ou posteriores ao início de sua vigência, em 1º.01.2018:

- (i) ICPC 21/IFRIC 22 - Transações em moeda estrangeira e adiantamento;
- (ii) CPC 10 (R1)/IFRS 2 - Pagamento baseado em ações;
- (iii) CPC 28/IAS 40 - Propriedades para investimento;
- (iv) CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto; e
- (v) Revisão anual do CPC nº 12/2017 (IASB ciclo 2014-2016).

Além disso, a Companhia e suas controladas adotaram as seguintes normas, com efeito nas demonstrações financeiras a partir de 1º.01.2018:

4.18.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos Financeiros

Na adoção do CPC 48/IFRS 9 a Companhia aplicou a isenção constante do item 7.2.15 da norma, que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros.

A nova norma estabeleceu três categorias para classificação e mensuração de ativos financeiros: (i) mensurados ao valor justo por meio do resultado; (ii) mensurados pelo custo amortizado, baseado no modelo de negócio pelo qual eles são mantidos e nas características de seus fluxos de caixa contratuais; e (iii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes. A adoção inicial produziu os seguintes impactos na classificação dos ativos financeiros da Companhia:

Instrumento financeiro	Classificação conforme CPC 38/IAS 39	Nova classificação (CPC 48/IFRS 9)
Títulos e valores mobiliários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Clientes	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (amortizável)	Empréstimos e recebíveis	(a)
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (indenizável)	Empréstimos e recebíveis	(a)
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - distribuição	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Contas a receber vinculadas à concessão - geração	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado
Estado do Paraná - Programas do Governo	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Outros investimentos temporários	Disponíveis para venda	Valor justo por meio do resultado

(a) Direitos que passaram a ser considerados ativos de contrato, conforme CPC 47/IFRS 15 (NE nº 11)

Além disso, a norma exige que a Administração da Companhia realize avaliação de seus ativos financeiros com base em doze meses ou por toda a vida do ativo e registre os efeitos quando houver indicativos de perdas em crédito esperadas nos ativos financeiros. O CPC 48/IFRS 9 definiu o modelo de expectativa de perda no crédito, o qual requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em créditos e modificações nessa expectativa a cada data de reporte, para refletir as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial.

Anteriormente, o *impairment* de contas a receber de clientes era apresentado como perdas incorridas. As contas a receber individuais incobráveis eram baixadas por meio da redução direta do valor contábil.

Desde a adoção da nova norma a Companhia aplica a abordagem simplificada e registra perdas esperadas durante toda a vida dos ativos financeiros de contas a receber de clientes. O efeito no balanço patrimonial em 1º.01.2018, decorrente desta nova prática contábil, está demonstrado na NE nº 4.18.3.

Com relação aos passivos financeiros, o CPC 48/IFRS 9 definiu que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo contra o resultado, que seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, seja apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em incompatibilidade na demonstração do resultado. Não houve impacto na classificação de passivos financeiros da Companhia.

4.18.2 CPC 47/IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Na adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia optou por adotar a norma na data da aplicação inicial como ajuste ao saldo de abertura, 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.

A norma estabelece que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços. Portanto, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de performance for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente.

A norma também determina que quando a Companhia concluir a performance por meio da transferência de bens ou serviços ao cliente antes do pagamento da contraprestação ou antes que o pagamento seja devido, a entidade deve apresentar este direito como ativo de contrato.

O ativo de contrato é definido pela norma como o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferido ao cliente quando esse direito está condicionado a algo além da passagem do tempo como por exemplo o seu desempenho futuro.

Os efeitos no balanço patrimonial decorrentes da adoção desta norma estão demonstrados na NE nº 4.18.3.

Além disso, também em decorrência da nova norma, no segmento distribuição de energia elétrica a Companhia mudou a forma de contabilização das compensações de não performance dos indicadores de continuidade, que anteriormente eram registrados como despesa operacional e passaram a ser contabilizados como redutor da receita de disponibilidade da rede elétrica.

4.18.3 Efeitos nas demonstrações financeiras

As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC47/IFRS 15 e CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados, no total de R\$ 160.533, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora				Consolidado			
	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15	Efeitos da aplicação do CPC 48/IFRS 9	1º.01.2018	31.12.2017	Efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15	Efeitos da aplicação do CPC 48/IFRS 9	1º.01.2018
BALANÇO PATRIMONIAL								
Ativo	17.955.966	(150.428)	(14.496)	17.791.042	33.162.377	(150.428)	(14.496)	32.997.453
Ativo circulante	998.294	-	-	998.294	5.701.834	(2.960)	(18.608)	5.680.266
Clientes (a) (b)	-	-	-	-	2.733.240	(2.960)	(18.507)	2.711.773
Outros créditos (a)	8.287	-	-	8.287	409.351	-	(101)	409.250
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	-	-	-	-	149.744	(66.366)	-	83.378
Ativos de contrato (c)	-	-	-	-	-	66.366	-	66.366
Ativo não circulante	16.957.672	(150.428)	(14.496)	16.792.748	27.460.543	(147.468)	4.112	27.317.187
Clientes (a)	-	-	-	-	261.082	-	(3.356)	257.726
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	-	-	-	-	4.429.237	(2.066.325)	-	2.362.912
Ativos de contrato (c)	-	-	-	-	-	2.774.142	-	2.774.142
Impostos diferidos	102.236	-	-	102.236	915.492	1.280	7.468	924.240
Investimentos (d)	14.987.607	(150.428)	(14.496)	14.822.683	2.570.643	(148.748)	-	2.421.895
Intangível em curso (c)	830	-	-	830	9.829.450	(707.817)	-	9.121.633
Passivo	17.955.966	(150.428)	(14.496)	17.791.042	33.162.377	(150.428)	(14.496)	32.997.453
Patrimônio líquido	15.207.842	(150.428)	(14.496)	15.042.918	15.510.503	(150.428)	(14.496)	15.345.579
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	15.207.842	(150.428)	(14.496)	15.042.918	15.207.842	(150.428)	(14.496)	15.042.918
Ajustes de avaliação patrimonial (e)	895.601	-	(4.391)	891.210	895.601	-	(4.391)	891.210
Lucros acumulados	-	(150.428)	(10.105)	(160.533)	-	(150.428)	(10.105)	(160.533)

- a) Aumento de R\$ 21.863 em perdas de créditos esperadas de clientes e de R\$ 101 em perdas de créditos esperadas de outros créditos, reconhecido em lucros acumulados líquido de tributos.
- b) No segmento de telecomunicações o reconhecimento da receita de ativação ocorre em momento específico de tempo caso o cliente opte pela não fidelização do plano de conectividade. Caso opte pela fidelização, há desconto no montante do valor da prestação do serviço durante o plano e a receita será diferida no período de doze meses. A Companhia avaliou que o ajuste de receita diferida a ser reconhecido em 1º.01.2018 era de R\$ 2.960, com base nos contratos vigentes em 31.12.2017.
- c) Reclassificação de R\$ 2.132.691 de contas a receber vinculadas à concessão para ativos de contrato, referente aos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica, pela adoção do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo.

Reclassificação de R\$ 707.817 de intangível em curso para ativos de contrato em decorrência de que as obras em curso de distribuição de energia elétrica e gás canalizado estavam sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12 até 31.12.2017. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar como ativo de contrato as obras de distribuição de energia elétrica e gás canalizado durante o período de construção.

- d) Até 31.12.2017, as controladas em conjunto que atuam no segmento de transmissão de energia elétrica tinham seus contratos de concessão de transmissão de energia elétrica classificados como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, trazendo o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, os contratos de concessão de transmissão de energia elétrica passaram a ser classificados como ativos de contratos. Com isso, o

saldo do ativo financeiro das controladas em conjunto passou a ser classificado, em 1º.01.2018, como ativo contrato conforme as práticas da Companhia, com redução em sua mensuração no valor de R\$ 148.748, com efeito na Copel na rubrica de Investimentos, por equivalência patrimonial. Na transição a Companhia e suas controladas em conjunto 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.

- e) Realização do saldo de valor justo de outros investimentos temporários, anteriormente classificados como disponível para venda e registrados em outros resultados abrangentes no escopo do CPC 38/IAS 39. A partir de 1º.01.2018 o valor justo dos investimentos temporários passou a ser classificado como valor justo por meio do resultado conforme CPC 48/IFRS 9.

4.19 Novas normas que ainda não entraram em vigor

A partir de 1º.01.2019 estarão vigentes alterações nos seguintes pronunciamentos, os quais não foram adotados antecipadamente pela Companhia:

- (i) CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto;
- (ii) CPC 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a empregados;
- (iii) CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros; e
- (iv) Revisão anual do CPC nº 13/2018 (IASB ciclo 2015-2017).

A Companhia procedeu a uma avaliação sobre a aplicação dessas alterações e não espera impactos significativos em suas demonstrações contábeis pela adoção dos novos requerimentos

Além disso, as normas abaixo, também vigentes a partir de 1º.01.2019 e não adotadas antecipadamente pela Companhia foram avaliadas, conforme descrito a seguir.

4.19.1 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). 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 intangível (Ativo de Direito de Uso) e passivo (Outras Contas a Pagar) a valor presente; e reconhecer a amortização do ativo de direito de uso e os juros do arrendamento separadamente no resultado.

Para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de 12 meses ou menos) e arrendamentos de ativos de baixo valor (como computadores, impressoras e móveis), a Companhia optará por reconhecer uma despesa de arrendamento em base linear conforme previsto no CPC 06 (R2) / IFRS 16.

Será aplicado o método de transição retrospectivo modificado, o qual não requer a apresentação de informações comparativas, e o passivo e o ativo de direito de uso são reconhecidos pelo valor presente das parcelas remanescentes.

Em 1º.01.2019, a Companhia reconhecerá um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento ao valor presente de aproximadamente R\$ 114.000, acarretando uma variação não superior a 0,5% do Ativo total consolidado em 31.12.2018, sem impactos no Patrimônio Líquido.

4.19.2 ICPC22/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 não aceitação.

A Companhia está avaliando os tratamentos de tributo sobre o lucro e tem a expectativa de que a aplicação da norma não trará impactos significativos em seus resultados.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Caixa e bancos conta movimento	2.044	2.477	167.728	157.470
Aplicações financeiras de liquidez imediata	312.959	54.356	1.780.681	882.605
	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075

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 comprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 75% e 101% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	123.560	90	286.855	114.732
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	-	-	50.629	57.192
Operação Compromissada	96,5% a 98% do CDI	-	-	6.116	47.052
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	-	-	696	687
		123.560	90	344.296	219.663
	Circulante	123.560	90	124.862	1.341
	Não circulante	-	-	219.434	218.322

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

(a) Tratam-se de fundos de renda fixa na Controladora e de contas de reserva destinadas ao cumprimento de contratos com o BNDES, nas demais empresas.

A Copel e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 60 meses a partir do final do período de relatório.

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2018	Saldo 31.12.2017
Consumidores					
Residencial	343.122	224.828	16.671	584.621	512.817
Industrial	282.547	40.763	85.786	409.096	368.054
Comercial	284.733	64.786	29.930	379.449	340.520
Rural	64.804	20.498	4.332	89.634	80.531
Poder público	43.038	9.028	4.854	56.920	55.826
Iluminação pública	39.095	19	-	39.114	37.684
Serviço público	41.211	1.046	445	42.702	39.780
Receita de fornecimento não faturada	538.245	-	-	538.245	471.421
Parcelamento de débitos (7.1)	137.866	15.129	44.956	197.951	190.261
Subsídio baixa renda - Eletrobras	11.958	-	-	11.958	14.435
Outros créditos	41.725	23.768	72.623	138.116	157.611
	1.828.344	399.865	259.597	2.487.806	2.268.940
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	4.590	788	5.504	10.882	61.838
Contratos bilaterais	94.162	-	7.432	101.594	68.111
CCEE (7.2)	132.801	-	190.856	323.657	442.541
Receita de suprimento não faturada	137.076	-	-	137.076	183.765
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	-	740	2.254	2.994	1.331
	368.629	1.528	206.046	576.203	757.586
Encargos de uso da rede elétrica	191.879	8.305	7.876	208.060	162.020
Telecomunicações	43.499	13.190	6.296	62.985	65.769
Distribuição de gás	87.754	5.074	10.512	103.340	49.837
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(2.886)	(10.732)	(317.770)	(331.388)	(309.830)
	2.517.219	417.230	172.557	3.107.006	2.994.322
Circulante				2.944.091	2.733.240
Não circulante				162.915	261.082

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2018, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,0028% a 2,1450% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Do saldo total, os montantes mais significativos são R\$ 54.873 da Copel DIS, integralmente recebidos até a data desta publicação, R\$ 57.930 das Eólicas, dos quais R\$ 8.606 já foram recebidos ou compensados e o saldo remanescente tem previsão de recebimento ou compensação com as próximas liquidações da CCEE, e R\$ 201.252 da Copel GeT, dos quais R\$ 42.023 já foram recebidos e o saldo também tem previsão de recebimento ou compensação com as próximas liquidações da CCEE. Desse montante da GeT, R\$ 190.856 é remanescente do saldo de R\$ 231.617 proveniente do reprocessamento pela CCEE da energia valorada ao PLD do período de janeiro a outubro de 2015, em decorrência do êxito no pedido de antecipação de tutela na ação ordinária que pede a exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir os contratos de comercialização da UHE Colíder (NE nº 18.4). Neste período a Copel GeT cumpriu seu compromisso com sobras de energia descontratada em suas demais usinas.

Do montante apurado pela CCEE, com base no valor do PLD, 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. O saldo remanescente de R\$ 81.586 corresponde ao direito líquido e certo pelo fornecimento da energia, independente de qualquer litígio, valorado ao preço dos contratos de comercialização.

Ainda, em relação ao excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há outra parte adicional de R\$ 43.844, referente ao mesmo fornecimento de energia, valorada ao PLD, que não foi reconhecida em virtude da incerteza sobre o julgamento do mérito da ação judicial.

7.3 Perdas de créditos esperadas

A partir de 1º.01.2018, 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 ajuste para perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos, conforme a composição abaixo:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2017	Efeito dos novos CPCs (NE nº 4.18.3)	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2018
Consumidores								
Residencial	66.502	36.177	(80.147)	22.532	(5.708)	62.274	(57.376)	21.722
Industrial	66.563	26.265	(14.049)	78.779	4.394	10.367	(6.343)	87.197
Comercial	67.075	18.101	(25.901)	59.275	16.973	10.318	(16.849)	69.717
Rural	3.130	2.997	(3.396)	2.731	1.646	3.734	(4.301)	3.810
Poder público	12.981	(3.833)	(4.313)	4.835	3.262	(1.313)	(1.910)	4.874
Iluminação pública	104	205	(269)	40	389	(304)	(5)	120
Serviço público	1.111	(653)	(439)	19	460	8	(288)	199
Não faturado				-	1.573	(71)	-	1.502
Ajuste a valor presente				-	(4.048)	1.165	-	(2.883)
	217.466	79.259	(128.514)	168.211	18.941	86.178	(87.072)	186.258
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	13.077	1.287	(175)	14.189	4.155	(8.860)	(10)	9.474
	132.742	1.287	(175)	133.854	4.155	(8.860)	(10)	129.139
Telecomunicações	534	8.309	(7.332)	1.511	(1.233)	12.749	(9.148)	3.879
Distribuição de gás	4.924	1.433	(103)	6.254	-	6.017	(159)	12.112
	355.666	90.288	(136.124)	309.830	21.863	96.084	(96.389)	331.388

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

Por meio do quarto termo aditivo, assinado em 21.01.2005, foi renegociado, com o Estado do Paraná, o saldo em 31.12.2004 da Conta de Resultados a Compensar - CRC, no montante de R\$ 1.197.404, em 244 prestações recalculadas pelo sistema Price de amortização, atualizado pela variação do IGP-DI, e juros de 6,65% a.a., os quais são recebidos mensalmente, com vencimento da primeira parcela em 30.01.2005 e as demais com vencimentos subsequentes e consecutivos.

O Estado do Paraná solicitou à Companhia e o Conselho de Administração aprovou em 16.06.2016, condicionado à anuência do Ministério da Fazenda, a Novação do Termo de Ajuste da CRC, que contempla: (i) no período de abril a dezembro de 2016, carência total dos pagamentos de principal e juros; e (ii) de janeiro a dezembro de 2017, carência somente do valor principal, porém com pagamentos dos juros mensais. As demais cláusulas seriam mantidas, inclusive a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes, não afetando, desta forma, o valor presente líquido global do referido contrato.

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram em 31.10.2017 o quinto termo aditivo.

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 rigorosamente os pagamentos nas condições contratadas, restando 76 parcelas mensais.

8.1 Mutação do CRC

Saldo em 1º.01.2017	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2017	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2018
1.522.735	97.085	(6.373)	(97.085)	1.516.362	93.009	95.788	(260.117)	1.445.042
Circulante				167.109	190.876			
Não circulante				1.349.253	1.254.166			

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2020	203.570
2021	217.108
2022	231.547
2023	246.946
2024	263.369
Após 2024	91.626
	1.254.166

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os valores que compõem os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos são: a) Conta de Compens  o de Variação de Custos da Parcela A - CVA, composta pela variação entre os custos previstos e realizados de aquisição de energia elétrica, de transmissão de energia e de 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 Per dica, a nova tarifa aplicada para o ano tarifário proporciona cobrança ou devolução dos ativos / passivos constituídos.

Desta forma, o saldo em 31.12.2018 é composto pelo: i) ciclo anterior (reajuste tarifário 2018), em amortização, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa; e ii) pelo ciclo em constituição (reajuste tarifário 2019 e revisão tarifária per dica 2021), cujos valores serão homologados pela Aneel nos próximos eventos tarifários.

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

Consolidado	31.12.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	274.495	-	333.412	333.412
Energia elétrica para revenda - Itaipu	278.072	-	250.851	250.851
Transporte de energia pela rede básica	28.100	-	18.056	18.056
Transporte de energia de Itaipu	8.312	-	5.063	5.063
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(240.248)	-	(211.735)	(211.735)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	16.434	-	(28.800)	(28.800)
Proinfa	3.007	-	(33)	(33)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	42.605	-	33.319	33.319
Sobrecontratação	(46.972)	-	(112.137)	(112.137)
Risco hidrológico	(175.117)	-	(93.964)	(93.964)
Devoluções tarifárias	(36.840)	-	(21.302)	(21.302)
Ajuste CVA Angra III	6.272	-	(1.121)	(1.121)
Outros	5.429	-	-	-
	163.549	-	171.609	171.609
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	176.198	176.198	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	304.085	304.086	-	-
Transporte de energia pela rede básica	(29.307)	(29.307)	-	-
Transporte de energia de Itaipu	7.469	7.469	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(120.862)	(120.862)	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	71.325	71.325	-	-
Proinfa	(9)	(9)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	40.212	40.211	-	-
Sobrecontratação	(95.722)	(95.722)	-	-
Risco hidrológico	(71.958)	(71.958)	-	-
Devoluções tarifárias	(23.796)	(23.796)	-	-
	257.635	257.635	-	-
	421.184	257.635	171.609	171.609

Consolidado	31.12.2018		31.12.2017	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	-	(168.939)	-
ESS	-	-	(167.938)	-
CDE	-	-	(84.293)	-
Proinfa	-	-	(5.122)	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	36.002	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	11.127	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	-	2.797	-
Outros componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	-	(12.470)	-
Sobrecontratação	-	-	87.949	-
Neutralidade	-	-	54.609	-
Ajuste CVA Angra III	-	-	50.435	-
Outros	-	-	3.024	-
	-	-	(192.819)	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(96.531)	-	(90.700)
	-	(96.531)	-	(90.700)
	-	(96.531)	(192.819)	(90.700)

9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

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 (9.2.1)	537.704	661.144	(348.586)	35.981	-	886.243
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	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 (9.2.3)	(591.408)	(302.226)	443.817	(32.155)	-	(481.972)
CDE (9.2.4)	(141.893)	231.308	69.851	(182)	-	159.084
Proinfa	(5.188)	6.111	2.024	42	-	2.989
Outros componentes financeiros						
Neutralidade (9.2.5)	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 (9.2.6)	(187.928)	(310.975)	189.289	(9.419)	-	(319.033)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	(145.774)	(80.493)	52.290	(6.986)	-	(180.963)
Sobrecontratação (9.2.8)	(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)

Consolidado		Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em
	Saldo em 1º.01.2017	Constituição	Amortização	Atualização		31.12.2017
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	424.085	495.889	(420.054)	37.784	-	537.704
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	(536.125)	937.324	517.751	(1.845)	(419.220)	497.885
Transporte de energia pela rede básica	8.411	50.426	(12.275)	677	-	47.239
Transporte de energia comprada de Itaipu	7.703	11.067	(7.155)	1.308	-	12.923
ESS (9.2.3)	(273.418)	(529.932)	262.568	(50.626)	-	(591.408)
CDE (9.2.4)	70.611	(158.514)	(60.149)	6.159	-	(141.893)
Proinfa	17.293	(14.677)	(10.423)	2.619	-	(5.188)
Outros componentes financeiros						
Neutralidade (9.2.5)	190.976	28.694	(99.593)	1.170	-	121.247
Ajuste CVA Angra III	-	97.426	(54.516)	5.283	-	48.193
Risco hidrológico (9.2.6)	-	(183.728)	-	(4.200)	-	(187.928)
Devoluções tarifárias (9.2.7)	(71.244)	(78.254)	13.479	(9.755)	-	(145.774)
Sobrecontratação (9.2.8)	156.170	(203.797)	(90.272)	1.574	-	(136.325)
Revisão tarifária extraordinária	(257.353)	-	257.353	-	-	-
Exposição financeira	(16.250)	-	16.250	-	-	-
Outros	149	5.570	(3.418)	723	-	3.024
	(278.992)	457.494	309.546	(9.129)	(419.220)	59.699
Ativo circulante	-					171.609
Ativo não circulante	-					171.609
Passivo circulante	(155.261)					(192.819)
Passivo não circulante	(123.731)					(90.700)

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.

O valor constituído em 2018 refere-se à variação do custo de aquisição de energia elétrica e à variação cambial, em relação ao previsto no último reajuste tarifário, onde a tarifa de repasse da UHE Itaipu fixada para o exercício de 2018, foi de US\$ 27,87/kW (Resolução Homologatória 2.363/2017). O dólar utilizado nos pagamentos mensais foi superior à cobertura tarifária, gerando, portanto, um ativo financeiro setorial, que será revertido no próximo reajuste tarifário em junho de 2019.

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.

A conta de CVA Energ foi compensada pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras, que no ano resultou na dedução de R\$ 482.974 do custo de energia.

9.2.3 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 é constituído em 2018 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.

9.2.4 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2018 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 31.2.1), em relação à cota regulatória prevista na tarifa de energia.

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 2018 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

A Aneel, pela Resolução Normativa nº 255/2007, estabeleceu os critérios para repasse, às tarifas do consumidor final. 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. A Companhia encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim o repasse integral da sobrecontratação.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	783.023	684.206
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	322.259	303.668
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	625.772	606.479
Contratos de concessão de transmissão (10.4)	-	1.497.399
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.5)	753.826	1.418.370
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.6)	65.811	68.859
	2.550.691	4.578.981
Circulante	53.177	149.744
Não circulante	2.497.514	4.429.237

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2017	614.806
Doações e subvenções recebidas	76
Transferências do intangível (NE nº 19.1)	56.853
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(3.711)
Reconhecimento do valor justo	16.199
Baixas	(17)
Em 31.12.2017	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

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.01.2017	83.378
Reclassificações do intangível (NE nº 2.1.1)	154.800
Transferências do intangível (NE nº 19.3)	24.609
Reconhecimento do valor justo	40.881
Em 31.12.2017	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

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

Em 1º.01.2017	586.706
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(62.387)
Juros efetivos (NE nº 31)	82.160
Em 31.12.2017	606.479
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(66.693)
Juros efetivos (NE nº 31)	85.986
Em 31.12.2018	625.772

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 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2017	1.342.055
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(81.497)
Transferências para o imobilizado	(29.264)
Remuneração	129.769
Receita de construção	136.336
Em 31.12.2017	1.497.399
Transferências para ativos de contrato (NE nº 11.3)	(1.497.399)
Em 31.12.2018	-

10.5 Remensuração dos ativos RBSE

Em 1º.01.2017	1.186.985
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	178.141
Acréscimo ao valor estimado pela homologação do laudo dos ativos RBSE	183.015
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(129.771)
Em 31.12.2017	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

A Copel GeT prorrogou o contrato de concessão 060/2001 nos termos da Lei nº 12.783/2013, constituindo valores a receber referentes aos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC existentes em maio de 2000 e ainda não depreciados e/ou amortizados.

Em 20.04.2016, foi publicada a Portaria nº 120 pelo MME, determinando que os valores dos ativos ainda não depreciados e/ou amortizados passem a compor a Base de Remuneração Regulatória - BRR das concessionárias de transmissão de energia elétrica, a partir do processo tarifário de 2017, com incremento na RAP. A Portaria abordou aspectos relacionados à atualização, à remuneração e ao prazo de recebimento dos valores envolvidos, os quais foram regulamentados pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017 após a Audiência Pública 068/2016.

Em 12.04.2017, a Aneel publicou a Nota Técnica nº 61/2017 - SFF, que resultou na conclusão da fiscalização do laudo de avaliação dos ativos, reconhecendo o montante de R\$ 667.637 como o valor líquido dos bens na data-base de 31.12.2012. O resultado da fiscalização foi homologado em 09.05.2017 pela diretoria da Aneel, com o não reconhecimento de R\$ 214.663 em relação ao montante originalmente solicitado de R\$ 882.300, sendo que a principal glosa está relacionada aos ativos da Subestação SF6 de Salto Caxias.

Adicionalmente, 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 liminar de 11.04.2017, relativa à ação movida por três 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 o atual ciclo 2018-2019, conforme Resolução Homologatória Aneel nº 2.408 de 26.06.2018.

A remuneração, em discussão judicial, concernente ao custo de capital próprio apurada dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017 reduziu provisoriamente a RAP deste ciclo, de R\$ 136.790 para R\$ 102.514, sendo o montante retirado pela Aneel da RAP nos oito ciclos tarifários 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 relativos à remuneração pelo custo de capital próprio considerados no fluxo de recebimento desse ativo estão registrados no ativo não circulante.

Até 31.12.2017, a totalidade do contrato de concessão referente aos ativos RBSE era classificada como ativo financeiro sob o escopo do CPC 38/IAS 39 e do ICPC 01/IFRIC 12.

Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, a Companhia alterou a classificação para ativos de contrato da parte referente aos ativos RBSE homologados para recebimento após o primeiro ciclo de RAP que iniciou em julho de 2017. Com isso, o saldo em 1º.01.2018 passou a ser classificado como ativos de contrato juntamente com os demais contratos de concessão de transmissão (NE nº 11.3), sem efeito em sua mensuração.

A parte da RAP repactuada pelo Poder Concedente, referente ao período de janeiro de 2013 a junho de 2017, homologada para recebimento em 8 anos a partir do ciclo que iniciou em julho de 2017, foi mantida com a classificação de ativo financeiro em função do direito incondicional de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período acordado.

10.6 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2017	67.401
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	341
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 32.4)	1.117
Em 31.12.2017	68.859
Transferências para outros créditos - alienação de bens	(9.053)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	1.247
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável (NE nº 32.4)	4.758
Em 31.12.2018	65.811

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.

Em 11.12.2018, a Companhia assinou o instrumento de promessa de compra e venda dos ativos remanescentes da extinta usina Rio dos Patos, conforme recomendado na Resolução Autorizativa nº 7050 de 05.06.2018 da Aneel. O preço da negociação foi de R\$ 9.053.

11 Ativos de contrato

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	640.500	-
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	25.718	-
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	2.767.012	-
	3.433.230	-
Circulante	85.019	-
Não circulante	3.348.211	-

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 31.12.2017	-	-	-
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

Estes ativos são compostos por obras em andamento relacionadas principalmente com a construção e ampliação de subestações, linhas e redes de distribuição, mensurados ao custo histórico, líquidos das Obrigações Especiais.

Durante a fase de construção são capitalizados os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures. No exercício de 2018 esses custos totalizaram R\$ 5.435, à taxa média de 0,26% a.a. (R\$ 4.497, à taxa média de 0,25% a.a. em 2017, capitalizado no intangível em curso).

Até 31.12.2017, eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar as obras de distribuição de energia elétrica durante o período de construção como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 31.12.2017	-
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

Até 31.12.2017, as obras em curso de distribuição de gás canalizado eram classificadas como ativo intangível sob o escopo do ICPC 01/IFRIC 12. Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15 e a revisão do ICPC 01/IFRIC 12 a Companhia passou a classificar as obras de distribuição de gás canalizado durante o período de construção como ativos de contrato. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

11.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 31.12.2017	-
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.4)	1.497.399
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (NE nº 10.5)	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	341.980
Em 31.12.2018	2.767.012

Até 31.12.2017, os 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.

Com a entrada em vigor, em 1º.01.2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito do direito ao recebimento da infraestrutura construída condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo, a Companhia alterou a classificação dos contratos de concessão de transmissão de energia elétrica de acordo com a nova norma. Com isso, o saldo passou a ser classificado como ativos contrato, a partir de 1º.01.2018, sem efeito em sua mensuração. A adoção do CPC foi feita de forma prospectiva (NE nº 4.18.2).

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	165.973	141.959
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	-	-	112.003	77.279
Repasse CDE (12.2)	-	-	107.472	136.559
Bandeira tarifária - CCRTB	-	-	28.725	14.536
Adiantamento a fornecedores (b)	319	-	22.096	29.016
Adiantamento a empregados	453	660	21.201	25.928
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	19.591	19.230
Alienações e desativações em curso	-	-	19.457	53.348
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12)	-	-	14.793	-
Outros créditos	6.255	183	80.833	60.912
	14.471	8.287	592.144	558.767
Circulante	7.027	8.287	363.250	409.351
Não circulante	7.444	-	228.894	149.416

CCRTB - 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

Saldo a ser repassado pela CDE referente aos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários definidos conforme art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado à Copel DIS referente ao período de junho de 2017 a maio de 2018, conforme Resolução Homologatória nº 2.255/2017, foi de R\$ 49.304 mensais. A partir de junho de 2018 esse valor foi alterado para R\$ 62.699 mensais, pela Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

13 Tributos

13.1 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.

13.2 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.

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 base tributável positiva, para a 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.

13.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

Controladora							
	Saldo em 1�.01.2017	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2017	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2018
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	52.000	34.732	-	86.732	13.391	-	100.123
Amortização do direito de concessão	19.299	381	-	19.680	383	-	20.063
Provisão Finam	3.457	-	-	3.457	(2)	-	3.455
Benefícios pós-emprego	1.222	159	(7)	1.374	169	139	1.682
Outros	22.694	(7.475)	-	15.219	35.955	-	51.174
	98.672	27.797	(7)	126.462	49.896	139	176.497
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	24.699	(6.350)	-	18.349	3.910	-	22.259
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	1.715	1.900	-	3.615	726	-	4.341
Instrumentos financeiros	7.079	(3.963)	(854)	2.262	267	-	2.529
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	17.717	(17.717)	-	-	-	-	-
	51.210	(26.130)	(854)	24.226	4.903	-	29.129
Líquido	47.462	53.927	847	102.236	44.993	139	147.368

Consolidado									
	Saldo em 1�.01.2017	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2017	Reconhecido no resultado	Efeito da aplicação dos novos CPCs	Efeitos de combinação de negócios	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2018
Ativo não circulante									
Provisões para litígios	438.538	75.820	-	514.358	55.123	-	3.696	-	573.177
Benefícios pós-emprego	260.068	16.716	16.827	293.611	15.080	-	-	19.994	328.685
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	289.617	20.944	-	310.561	17.450	-	-	-	328.011
Provisão para P&D e PEE	142.279	14.046	-	156.325	(1.834)	-	-	-	154.491
Provisão para compra de energia	115.257	14.620	-	129.877	25.693	-	-	-	155.570
Perdas de créditos esperadas	129.638	(16.258)	-	113.380	(6.838)	7.468	-	-	114.010
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	51.113	59.545	-	110.658	(39.518)	-	-	-	71.140
INSS - liminar sobre depósito judicial	54.750	6.106	-	60.856	6.154	-	-	-	67.010
Amortização do direito de concessão	44.131	4.591	-	48.722	4.617	-	-	-	53.339
Provisão para perdas tributárias	23.176	739	-	23.915	11.518	-	-	-	35.433
Provisão para participação nos lucros	21.331	939	-	22.270	8.278	-	-	-	30.548
Contratos de concessão	26.206	(1.300)	-	24.906	(1.300)	-	-	-	23.606
Instrumentos financeiros	12.923	2.795	-	15.718	(3.486)	-	-	-	12.232
Outros	91.337	(33.878)	-	57.459	41.641	1.006	-	-	100.106
	1.700.364	165.425	16.827	1.882.616	132.578	8.474	3.696	19.994	2.047.358
(-) Passivo não circulante									
Contratos de concessão	440.522	95.204	-	535.726	68.475	-	9.457	-	613.658
Custo atribuido ao imobilizado	486.795	(36.911)	-	449.884	(34.559)	-	-	-	415.325
Atualização de depósitos judiciais	62.538	(7.210)	-	55.328	8.839	-	-	-	64.167
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	9.642	11.896	-	21.538	9.589	-	-	-	31.127
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	11.320	-	-	-	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	(3.459)	-	-	-	1.898
Outros	48.265	(2.811)	(853)	44.601	15.621	-	-	-	60.222
	1.064.439	60.168	(853)	1.123.754	64.506	-	9.457	-	1.197.717
Líquido	635.925	105.257	17.680	758.862	68.072	8.474	(5.761)	19.994	849.641
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	814.355			915.492					1.007.061
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(178.430)			(156.630)					(157.420)

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes, decorrentes de diferenças temporais, 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 e aprovadas pelo Conselho de Administração em 28.03.2019. A composição dos principais créditos é como segue:

- Valores constituídos sobre as provisões dos benefícios pós-emprego serão realizados conforme os pagamentos sejam efetuados a Fundação Copel ou revertidos conforme novas estimativas atuariais;
- Valores constituídos sobre as provisões para litígios serão realizados conforme ocorram as decisões judiciais;
- Valores constituídos sobre a provisão para redução ao valor recuperável de ativos serão realizados pela amortização e/ou depreciação do ativo reduzido;
- Valores constituídos sobre as provisões de compra de energia serão realizados no período imediatamente posterior pelo registro do documento fiscal da compra;
- Valores constituídos sobre as provisões de P&D e PEE serão realizados pelos gastos incorridos nos projetos realizados;
- Valores constituídos sobre o custo atribuído serão realizados pela amortização e/ou depreciação do ativo valorado;
- Valores constituídos sobre contrato de concessão serão realizados no decorrer do prazo do contrato;
- Os demais valores constituídos serão 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
2019	39.521	(1.446)	528.769	(82.554)
2020	168	(1.446)	263.907	(82.937)
2021	168	(1.446)	164.724	(83.423)
2022	168	-	131.876	(100.484)
2023	168	-	103.979	(68.853)
2024 a 2026	504	-	216.854	(188.881)
2027 a 2029	135.800	(24.791)	637.249	(590.585)
	176.497	(29.129)	2.047.358	(1.197.717)

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2018, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 34.567 por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	7	96.072	68.773
PIS/Pasep e Cofins a compensar	321	269	64.200	128.888
Outros tributos a compensar	-	-	570	571
	321	276	160.842	198.232
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	50.306	36.740
PIS/Pasep e Cofins	86.097	-	147.380	46.858
Outros tributos a compensar	13	15	33.714	33.376
	86.110	15	231.400	116.974
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	3	185.634	151.928
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	115.345	17.632
IRRF sobre JSCP	-	-	23.687	54.047
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1)	-	-	46.777	45.108
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	64.974	63.791
Outros tributos	152	473	15.016	12.981
	152	476	451.433	345.487
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.602	2.365	197.413	179.373
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1)	-	-	471.665	488.563
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	21.658	85.054
TCFRH (a)	-	-	101.821	53.349
Outros tributos	-	-	4.175	3.237
	2.602	2.365	796.732	809.576

(a) Taxa de Controle, Acompanhamento e Fiscalização das Atividades de Exploração e do Aproveitamento de Recursos Hídricos - pagamento suspenso por liminar.

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.

13.3.1 Programa Especial de Regularização Tributária - Pert

A Copel DIS aderiu ao Pert em 2017, considerando os benefícios oferecidos pelo programa face à 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.

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.364.153	1.016.502	1.955.997	1.392.941
IRPJ e CSLL (34%)	(463.812)	(345.611)	(665.039)	(473.600)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	411.195	278.013	46.203	36.555
Juros sobre o capital próprio	95.200	90.440	98.917	90.440
Dividendos	280	497	280	497
Despesas indedutíveis	(30)	(5.533)	(9.322)	(26.292)
Incentivos fiscais	68	178	16.465	14.973
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(15.383)	(5.645)
Constituição e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	5.037	90.804
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	11.076	(19.680)
Outros	9	(860)	(227)	17.262
IRPJ e CSLL correntes	(2.083)	(36.803)	(580.065)	(379.943)
IRPJ e CSLL diferidos	44.993	53.927	68.072	105.257
Alíquota efetiva - %	-3,1%	-1,7%	26,2%	19,7%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	12.574	28.033
Outros	31.535	24.518
	44.109	52.551
Circulante	40.819	39.867
Não circulante	3.290	12.684

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 Fundação	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 31.12.2018 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Amortização	Transferências	Saldo em 31.12.2017	Amortização	Transferências	Saldo em 31.12.2018
Prêmio de risco - ativo circulante	15.459	(12.876)	12.876	15.459	(15.459)	9.394	9.394
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.450	-	(12.876)	12.574	-	(9.394)	3.180
Intangível	53.186	(7.441)	-	45.745	(7.038)	-	38.707
	94.095	(20.317)	-	73.778	(22.497)	-	51.281
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	40.909			28.033			12.574
Extensão de prazo da outorga - intangível	53.186			45.745			38.707

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	-	130.156	-	130.417
Controladas				
Copel DIS (15.2)	104.751	89.270	-	-
Eólicas (15.3)	-	221.327	-	-
Compartilhamento de estrutura	8.134	27.273	-	-
Reembolso de gastos	-	5.215	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.4)	-	38.169	-	38.169
Compartilhamento de estrutura	-	67	-	405
	112.885	511.477	-	168.991
	Circulante	8.134	-	38.835
	Não circulante	104.751	-	130.156

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Programa Luz Fraterna

O crédito de R\$ 115.890 referente ao Programa Luz Fraterna, pendente em 31.12.2017, foi integralmente quitado em março de 2018. Quanto aos juros, multa e atualização monetária incidentes sobre as faturas de consumo de energia elétrica do período de setembro de 2010 a junho de 2015, em 05.11.2018, a Copel ajuizou Ação Monitória em face do Estado do Paraná, tendo por objetivo o recebimento desses valores (NE nº 36.a).

15.1.2 Obras da Copa do Mundo de 2014

Com relação ao crédito relativo às obras da Copa do Mundo de 2014, de R\$ 14.266 (R\$ 14.266, em 31.12.2017), através da 2.119ª Reunião de Diretoria ocorrida em 28.07.2014, foi aprovada a transferência dos direitos creditórios dos custos relativos aos projetos de mobilidade para a Copa do Mundo de Futebol da Federação Internacional de Futebol - FIFA 2014 realizados pela Copel DIS e de responsabilidade do Estado do Paraná. A Aneel, por meio do Despacho nº 3.483/2015, anuiu a transação, e foi celebrado, portanto, Instrumento de Cessão de Crédito transferindo os direitos da Copel DIS para a Copel.

A Lei nº 18.875 de 27.09.2016 autorizou o Estado do Paraná a parcelar os débitos vencidos e não pagos junto à Copel, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida lei.

Após a emissão da referida lei, foram diversas as tratativas administrativas buscando equacionar esse débito junto aos órgãos competentes. Porém, face aos ritos administrativos adotados à época das referidas obras e outros entraves documentais, a Administração reavaliou o tema e decidiu por constituir provisão para eventual não recebimento deste ativo. A Administração reforça que continuará envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

15.2 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

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

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

15.3 Eólicas - Contratos de mútuo

Em 21.08.2017, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas (mutuárias), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 117% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios. Do valor limite aprovado, de R\$ 408.800, foram utilizados R\$ 406.051. Os contratos foram liquidados em 30.11.2018 e 04.12.2018.

Mutuárias	Limite aprovado	Receita financeira		Saldo a receber	
		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	49.300	3.059	817	-	31.584
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	88.800	5.666	517	-	31.078
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	91.400	5.894	1.626	-	73.702
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.100	2.409	518	-	20.181
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	102.800	6.619	1.345	-	61.963
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	16.500	762	8	-	490
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	19.900	812	56	-	2.329
	408.800	25.221	4.887	-	221.327

15.4 Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. - Contrato de mútuo

Em 14.05.2015, foi assinado contrato de mútuo entre Copel (mutuante) e a Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A. (mutuária), com o objetivo de proporcionar capital de giro para o financiamento das atividades e negócios. Foi estabelecido o limite de R\$ 29.400, acrescido de IOF e juros remuneratórios de 111,5% do CDI. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R\$ 27.950. A vigência inicial de dois anos foi alterada para até 06.02.2018, data que ocorreu a liquidação do contrato, com receita financeira registrada em 2018 no valor de R\$ 294 (R\$ 3.513 em 2017).

16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Fiscais	131.791	119.156	369.423	337.909
Trabalhistas	49	11	84.908	120.463
Cíveis				
Cíveis	-	-	63.484	110.495
Servidões de passagem	-	-	3.280	6.114
Consumidores	-	-	1.861	2.522
	-	-	68.625	119.131
Outros	-	-	5.334	5.026
	131.840	119.167	528.290	582.529

17 Investimentos

17.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito novos CPCs (NE nº 4.18.3)	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.

Controladora	Saldo em 1º.01.2017	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Redução de Capital	Saldo em 31.12.2017
Controladas								
Copel GeT	7.966.750	739.023	(1.932)	105.029	-	(399.500)	-	8.409.370
Copel DIS	4.805.981	347.255	(29.761)	445.212	-	(115.984)	-	5.452.703
Copel TEL	446.155	54.052	(60)	-	-	(16.952)	-	483.195
Copel REN	28.778	(2.268)	2.069	-	-	-	-	28.579
Copel Energia	269.870	13.041	247	24.070	-	(3.717)	(170.000)	133.511
UEG Araucária (17.2)	89.314	(74)	-	-	-	-	-	89.240
Compagás (17.2)	152.811	58.116	(128)	-	-	(7.942)	-	202.857
Elejor (17.2)	55.790	67.354	-	-	-	(79.936)	-	43.208
Elejor - direito de concessão	14.516	-	-	-	(754)	-	-	13.762
	13.829.965	1.276.499	(29.565)	574.311	(754)	(624.031)	(170.000)	14.856.425
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltalia São Miguel do Gostoso I (17.3)	75.563	(565)	-	-	-	-	-	74.998
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.140	-	-	-	(367)	-	-	10.773
Paraná Gás	37	(34)	-	-	-	-	-	3
	86.740	(599)	-	-	(367)	-	-	85.774
Coligadas								
Dona Francisca Energética (17.4)	32.766	8.876	-	-	-	(11.821)	-	29.821
Foz do Chopim Energética (17.4)	13.967	6.645	-	-	-	(7.528)	-	13.084
Outras	2.454	13	-	36	-	-	-	2.503
	49.187	15.534	-	36	-	(19.349)	-	45.408
	13.965.892	1.291.434	(29.565)	574.347	(1.121)	(643.380)	(170.000)	14.987.607

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Efeito novos CPCs (NE nº 4.18.3)	Outros (a)	Saldo em 31.12.2018
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)									
Voltalia São Miguel do Gostoso I	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)	-	-	-	-	-	-	-
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.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros (a)	Saldo em 31.12.2017
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)							
Dominó Holdings (a)	81.526	(568)	-	-	(5.144)	(75.814)	-
Voltalia São Miguel do Gostoso I	75.563	(565)	-	-	-	-	74.998
Voltalia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.140	-	-	(367)	-	-	10.773
Paraná Gás	37	(34)	-	-	-	-	3
Costa Oeste	37.232	(2.566)	-	-	(1.020)	-	33.646
Marumbi	94.878	(9.537)	-	-	-	-	85.341
Transmissora Sul Brasileira	69.369	(5.009)	-	-	-	-	64.360
Caiuá	60.057	(4.020)	-	-	-	-	56.037
Integração Maranhense	122.253	(8.852)	-	-	-	-	113.401
Matrinchã	792.069	57.376	-	-	(13.626)	-	835.819
Guaraciaba	398.969	25.377	-	-	(6.026)	-	418.320
Paranaíba	147.213	17.020	2.082	-	(4.042)	-	162.273
Mata de Santa Genebra	232.240	19.477	210.920	-	(3.263)	-	459.374
Cantareira	161.855	3.879	35.205	-	(921)	-	200.018
	2.284.401	91.978	248.207	(367)	(34.042)	(75.814)	2.514.363
Coligadas							
Foz do Chopim Energética (17.4)	32.766	8.876	-	-	(11.821)	-	29.821
Outras (a)	13.967	6.645	-	-	(7.528)	-	13.084
Dominó Holdings	-	4	-	-	-	2.453	2.457
Outras	12.016	(5.764)	36	2.872	-	396	9.556
	58.749	9.761	36	2.872	(19.349)	2.849	54.918
Outros investimentos	1.362	-	-	-	-	-	1.362
	2.344.512	101.739	248.243	2.505	(53.391)	(72.965)	2.570.643

(a) Do total de R\$ 75.814, R\$ 73.361 referem-se a redução de capital e R\$ 2.453 referem-se a alteração do investimento de empreendimento controlado em conjunto para coligada.

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
ATIVO	675.286	632.910	652.175	675.450	436.137	507.060
Ativo circulante	204.725	151.966	80.990	77.216	33.573	99.101
Ativo não circulante	470.561	480.944	571.185	598.234	402.564	407.959
PASSIVO	675.286	632.910	652.175	675.450	436.137	507.060
Passivo circulante	133.769	147.743	124.880	164.574	42.185	38.386
Passivo não circulante	106.900	87.409	473.318	449.149	23.290	22.470
Patrimônio líquido	434.617	397.758	53.977	61.727	370.662	446.204
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	588.532	515.563	293.942	291.597	524	129.084
Custos e despesas operacionais	(515.594)	(309.213)	(89.931)	(93.230)	(94.970)	(121.883)
Resultado financeiro	(2.411)	(25.612)	(89.301)	(54.254)	2.275	5.302
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(5.777)
Tributos	(10.909)	(66.785)	(38.379)	(47.893)	16.316	(7.098)
Lucro (prejuízo) do exercício	59.618	113.953	76.331	96.220	(75.855)	(372)
Outros resultados abrangentes	187	(251)	-	-	-	-
Resultado abrangente total	59.805	113.702	76.331	96.220	(75.855)	(372)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	66.017	83.661	127.108	143.911	(26.980)	(86.840)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(15.961)	(14.268)	(2.659)	(1.461)	(2.768)	118.460
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(43.980)	(20.623)	(119.468)	(143.028)	-	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	6.076	48.770	4.981	(578)	(29.748)	31.620
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	84.079	35.309	37.905	38.483	51.264	19.644
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	90.155	84.079	42.886	37.905	21.516	51.264
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	6.076	48.770	4.981	(578)	(29.748)	31.620

17.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participação no capital social	Compagás: 49%	Elejor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1º.01.2017	146.818	23.910	89.316	260.044
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	55.837	28.866	(74)	84.629
Outros resultados abrangentes	(123)	-	-	(123)
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(11.053)	-	(11.053)
Dividendos propostos	(7.631)	(23.205)	-	(30.836)
Em 31.12.2017	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	(11.243)	(25.224)	-	(36.467)
Em 31.12.2018	212.962	16.193	74.134	303.289

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 31.12.2018								
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

	Voltalia	Transmis- sora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2017									
ATIVO	155.272	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Ativo circulante	2.141	56.604	22.895	44.594	297.331	139.920	233.065	107.568	6.046
Caixa e equivalentes de caixa	3	25.547	1.626	2.224	116.256	34.364	29.066	96.244	5.169
Outros ativos circulantes	2.138	31.057	21.269	42.370	181.075	105.556	203.999	11.324	877
Ativo não circulante	153.131	602.860	207.848	422.189	2.477.642	1.288.327	1.465.148	1.614.495	946.624
PASSIVO	155.272	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Passivo circulante	2.214	220.845	23.608	71.563	140.515	71.818	124.764	12.630	9.706
Passivos financeiros	-	212.618	7.427	13.240	48.686	32.627	53.317	-	-
Outros passivos circulantes	2.214	8.227	16.181	58.323	91.829	39.191	71.447	12.630	9.706
Passivo não circulante	-	116.818	92.774	163.790	928.706	502.713	911.107	792.519	534.764
Passivos financeiros	-	106.174	64.081	103.755	712.198	388.806	638.779	703.897	439.192
Outros passivos não circulantes	-	10.644	28.693	60.035	216.508	113.907	272.328	88.622	95.572
Patrimônio líquido	153.058	321.801	114.361	231.430	1.705.752	853.716	662.342	916.914	408.200
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO									
Receita operacional líquida	-	53.374	(2.904)	(14.460)	403.891	208.444	320.302	588.123	392.766
Custos e despesas operacionais	(113)	(63.752)	(5.194)	(4.245)	(183.660)	(93.369)	(150.984)	(434.779)	(347.771)
Resultado financeiro	9	(26.994)	(6.017)	(9.070)	(47.331)	(36.981)	(59.132)	(94.512)	(35.207)
Equivalência patrimonial	(1.048)	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	12.330	5.908	9.709	(55.808)	(26.303)	(40.717)	(19.955)	(1.871)
Lucro (prejuízo) do exercício	(1.152)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(1.152)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
Participação no empreendimento - %	49,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	74.998	64.360	56.037	113.401	835.819	418.320	162.273	459.374	200.018

Em 31.12.2018, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 81.263 (R\$ 141.744 em 31.12.2017) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 40.324 (R\$ 38.218 em 31.12.2017).

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

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
ATIVO	134.141	138.079	106.736	61.163
Ativo circulante	12.493	10.304	73.786	21.553
Ativo não circulante	121.648	127.775	32.950	39.610
PASSIVO	134.141	138.079	106.736	61.163
Passivo circulante	4.231	4.144	57.603	1.808
Passivo não circulante	3.361	4.443	26.133	22.776
Patrimônio líquido	126.549	129.492	23.000	36.579
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	70.716	70.716	46.479	40.441
Custos e despesas operacionais	(25.268)	(30.379)	(2.020)	(21.124)
Resultado financeiro	366	835	(638)	809
Provisão para IR e CSLL	(2.446)	(2.632)	(6.880)	(1.547)
Lucro líquido do exercício	43.368	38.540	36.941	18.579
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total	43.368	38.540	36.941	18.579
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	29.144	29.821	8.227	13.084

Em 31.12.2018, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 61.341 (R\$ 58.194 em 31.12.2017).

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 nº 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	31.12.2018	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2017
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.643.087	(4.216.613)	2.426.474	6.638.348	(4.071.621)	2.566.727
Máquinas e equipamentos	5.648.292	(2.674.150)	2.974.142	5.320.736	(2.654.801)	2.665.935
Edificações	1.500.990	(1.021.783)	479.207	1.500.144	(989.221)	510.923
Terrenos	375.286	(18.184)	357.102	277.665	(15.287)	262.378
Veículos e aeronaves	47.744	(41.978)	5.766	59.101	(48.759)	10.342
Móveis e utensílios	22.057	(12.642)	9.415	16.990	(11.476)	5.514
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(3.489)	-	(3.489)	(4.986)	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(68)	27	(41)	(56)	18	(38)
	14.233.899	(7.985.323)	6.248.576	13.807.942	(7.791.147)	6.016.795
Em curso						
Custo	5.789.780	-	5.789.780	5.023.013	-	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(1.197.693)	-	(1.197.693)	(1.210.358)	-	(1.210.358)
	4.592.087	-	4.592.087	3.812.655	-	3.812.655
	18.825.986	(7.985.323)	10.840.663	17.620.597	(7.791.147)	9.829.450

18.2 Mutações do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2018	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Capitalizações	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)	760.887	(190.875)	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)	5.047	49	9.415
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(4.986)	1.497	-	-	-	-	(3.489)
(-) Obrigações especiais	(38)	-	9	-	(12)	-	(41)
	6.016.795	1.497	(389.312)	(62.959)	873.381	(190.826)	6.248.576
Em curso							
Custo	5.023.013	1.455.318	-	(5.491)	(873.381)	190.321	5.789.780
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(1.210.358)	12.665	-	-	-	-	(1.197.693)
	3.812.655	1.467.983	-	(5.491)	(873.381)	190.321	4.592.087
	9.829.450	1.469.480	(389.312)	(68.450)	-	(505)	10.840.663

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.12.2017
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.683.512	-	(144.484)	(2.160)	29.859	2.566.727
Máquinas e equipamentos	2.663.971	-	(188.988)	(37.685)	228.637	2.665.935
Edificações	544.372	-	(36.347)	(773)	3.671	510.923
Terrenos	264.761	-	(2.935)	(3)	555	262.378
Veículos e aeronaves	15.671	-	(5.492)	(6)	169	10.342
Móveis e utensílios	5.782	-	(803)	(12)	547	5.514
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(77.318)	72.332	-	-	-	(4.986)
(-) Obrigações especiais	(46)	-	8	-	-	(38)
	6.100.705	72.332	(379.041)	(40.639)	263.438	6.016.795
Em curso						
Custo	3.969.703	1.318.336	-	(23.869)	(241.157)	5.023.013
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (18.7)	(1.136.105)	(74.253)	-	-	-	(1.210.358)
	2.833.598	1.244.083	-	(23.869)	(241.157)	3.812.655
	8.934.303	1.316.415	(379.041)	(64.508)	22.281	9.829.450

18.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o exercício de 2018 totalizaram R\$ 4.229, à taxa média de 0,11% a.a. (R\$ 2.297, à taxa média de 0,09% a.a., durante 2017).

18.4 UHE Colíder

Em 30.07.2010, por meio do Leilão de Energia Nova nº 003/2010 Aneel, a Copel GeT conquistou a concessão para exploração da UHE Colíder, com prazo de 35 anos, a partir de 17.01.2011, data da assinatura do Contrato de Concessão nº 001/11-MME-UHE Colíder.

O empreendimento será constituído por casa de força principal de 300 MW de potência instalada, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes, a partir do aproveitamento energético inventariado no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, na região norte do Estado de Mato Grosso.

O BNDES aprovou o enquadramento do projeto da UHE Colíder para apoio financeiro no montante total de R\$ 1.041.155 (NE nº 22). Os montantes liberados até 31.12.2018 totalizam R\$ 1.005.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, atrasos relacionados ao licenciamento ambiental, entre outros contratemplos, como atrasos na entrega de equipamentos, nos serviços de montagem eletromecânica e na construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada, sendo que a primeira unidade geradora iniciou a operação comercial em março de 2019, e as demais estão previstas para iniciarem até maio de 2019. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, conforme demonstrado na NE nº 18.7.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R\$ 103,40/MWh, na data base de 1º.07.2010, atualizada pela variação do IPCA para R\$ 169,52 em 31.12.2018. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou na Aneel pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. Em primeiro julgamento, o pedido não foi aceito, no entanto, exercendo seu direito ao contraditório, a Copel GeT solicitou tempestivamente reconsideração da decisão, a qual também foi negada em 14.03.2017. Não concordando com a decisão, a Copel GeT tornou a solicitar a reconsideração, que foi definitivamente negada em 04.07.2017. A Copel GeT 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 Copel GeT vem cumprindo seus compromissos de suprimento de energia da seguinte forma:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016 - com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- em junho de 2016 - com redução parcial por meio de acordo bilateral; e
- 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 participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova - MCSD-EN.

Em 14.07.2017, a garantia física do empreendimento foi revisada pela Portaria MME nº 213/SPE, passando para 178,1 MW médios, após sua completa motorização.

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 (%)	31.12.2018	31.12.2017
Em serviço				
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá) - Consórcio Energético Cruzeiro do Sul	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(176.546)	(147.086)
			683.371	712.831
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (18.5.1)	30,0		717.599	640.178
			717.599	640.178
			1.400.970	1.353.009

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. Com investimento total estimado de R\$ 2.477.000, o início da geração comercial das unidades 1 e 2 aconteceu em fevereiro de 2019 e da unidade 3 está previsto para março de 2019.

Os trabalhos no canteiro de obras foram iniciados em julho de 2013 sendo que o cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da Licença de Instalação, conforme a decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, que paralisou as obras a partir de julho daquele ano. Após as providências tomadas a obra teve sua plena retomada em 1º.02.2016.

Em agosto de 2016, a Aneel publicou o 2º Termo Aditivo do Contrato de Concessão que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da UHE Baixo Iguaçu bem como de sua data final de encerramento, reconhecendo a favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 756 dias, recomendando ao MME a prorrogação do prazo da outorga e determinando à CCEE que promova a postergação do início do período de suprimento dos CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

Em 07.11.2017, a Aneel reconheceu um adicional de 46 dias de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da UHE Baixo Iguaçu, afastando a aplicação de quaisquer penalidades e obrigações contratuais, comerciais ou regulatórias advindas do atraso. Com isso, o empreendimento, que já contava com um excludente de responsabilidade de 756 dias, passou a ter o vencimento da sua concessão em 30.10.2049 e o início de suprimento dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em 12.11.2018.

Em 18.12.2018 finalizou o enchimento do reservatório, o que possibilitou o início da operação comercial das duas primeiras unidades geradoras em fevereiro de 2019.

18.6 Construção do empreendimento eólico Cutia

Está em fase de construção o maior empreendimento eólico da Copel. Denominado Cutia, 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, 71,4 MW médios de garantia física, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques foi comercializada no 6º Leilão de Reserva que ocorreu em 31.10.2014, ao preço médio histórico de R\$ 144,00/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 183,26 em 31.12.2018. A partir da última quinzena de dezembro de 2018 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador; e
- Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 58,7 MW médios de garantia física, todos localizados no Estado do Rio Grande do Norte. A energia que será gerada pelos parques eólicos foi comercializada no 20º Leilão de Energia Nova que ocorreu em 28.11.2014, ao preço médio histórico de R\$ 142,03 /MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 179,84 em 31.12.2018. A partir de 29.01.2019 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador.

Para esses empreendimentos consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo demonstrado na NE nº 18.7.

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

Durante o exercício, a Companhia revisou o valor recuperável dos ativos de geração em decorrência das mudanças dos cronogramas de implementação dos empreendimentos, dos orçamentos, das estimativas de preços de venda de energia futura e taxa de desconto. A partir destes indicativos prévios foram testadas diversas usinas ou 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 os segmentos testados, 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 31.12.2018, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.334.223	(2.497)	(731.265)	1.600.461
Complexo Eólico Cutia	1.217.079	-	(167.875)	1.049.204
Complexo Eólico Bento Miguel	823.045	-	(84.621)	738.424
Consórcio Tapajós (a)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná	961.887	(46.607)	(202.957)	712.323
	5.350.698	(49.104)	(1.201.182)	4.100.412

(a) Projeto em desenvolvimento

A Companhia efetuou a revisão do valor recuperável do imobilizado e como resultado dessas análises, o saldo de *impairment* sofreu as seguintes movimentações:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2017	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2018
Em serviço					
UEG Araucária	(69.073)	69.073	-	-	-
Usinas no Paraná	(8.245)	3.259	(4.986)	1.497	(3.489)
	(77.318)	72.332	(4.986)	1.497	(3.489)
Em curso					
UHE Colíder (18.7.1)	(595.489)	(87.532)	(683.021)	(48.244)	(731.265)
Complexo Eólico Cutia (18.7.2)	(232.827)	8.317	(224.510)	56.635	(167.875)
Complexo Eólico Bento Miguel (18.7.2)	(81.637)	(16.594)	(98.231)	13.610	(84.621)
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná (18.7.3)	(211.688)	21.556	(190.132)	(9.336)	(199.468)
	(1.136.105)	(74.253)	(1.210.358)	12.665	(1.197.693)
	(1.213.423)	(1.921)	(1.215.344)	14.162	(1.201.182)

18.7.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2018, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,36% a.a. (em 2017, 5,35% 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 31.12.2017 considerava maio de 2018), e de alterações no orçamento da obra, foi reconhecida provisão adicional.

18.7.2 Complexos Eólico Cutia e Bento Miguel

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

A reversão observada em ambos os complexos se justifica pelo aumento na expectativa de geração alterada para 100% da garantia física do P-50 (em 2017, 95% do P-50) e pelas variações da projeção de longo prazo do PLD e do preço de venda no ACL.

18.7.3 Usinas no Paraná

Em dezembro de 2018, para as usinas do Paraná com indicativo de *impairment*, 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 5,36% a.a. (em 2017, 5,35% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Foi registrado *impairment* adicional em função da: (i) postergação da entrada em operação de usina hidrelétrica para fevereiro de 2019 e de usina térmica para março de 2019 (em 2017, ambas eram para outubro de 2018); e (ii) alterações no orçamento da obra.

18.7.4 Unidades geradoras de caixa que não apresentam *impairment*

A tabela abaixo apresenta as unidades geradores de caixa que não apresentaram *impairment* em 31.12.2018. A Companhia realizou análise de sensibilidade, aumentando em 5% e 10% a taxa de desconto demonstrada abaixo para avaliação do risco de cada usina, e verificou-se que nenhum dos empreendimentos apresentou risco de *impairment*, tendo em vista que o valor recuperável (VR) excedeu o valor contábil (VC) dos ativos fixos. conforme demonstrado a seguir:

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	7,13%	60,49%	55,82%	51,36%	-
Complexo Eólico Brisa I	7,13%	22,47%	18,97%	15,64%	-
Complexo Eólico Brisa II	7,13%	18,77%	14,74%	10,93%	-
Ativos Térmicos					
UEG Araucária	7,67%	70,74%	67,36%	64,08%	-
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,36%	232,59%	230,48%	228,39%	-
Segredo	5,36%	168,12%	164,07%	160,11%	-
Caxias	5,36%	131,38%	127,72%	124,14%	-
Guaricana	5,36%	22,57%	21,25%	19,96%	-
Chaminé	5,36%	59,22%	57,54%	55,89%	-
Apucarantina	5,36%	15,44%	14,07%	12,72%	-
Chopim I	5,36%	99,24%	95,35%	91,58%	-
São Jorge	5,36%	3,22%	2,24%	1,27%	-
Melissa	5,36%	23,18%	21,15%	19,20%	-
Mauá	5,36%	56,90%	53,26%	49,75%	-
Cavernoso II	5,36%	7,60%	4,92%	2,35%	-
Elejor	7,00%	66,64%	62,63%	58,78%	-

(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 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2018	31.12.2017
Geração		
Equipamento geral	6,25	6,33
Máquinas e equipamentos	3,56	3,59
Geradores	3,34	3,21
Reservatórios, barragens e adutoras	2,21	2,11
Turbina hidráulica	2,60	2,61
Turbinas a gás e a vapor	2,00	2,30
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	3,71	3,85
Administração central		
Edificações	3,35	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,25
Veículos	14,29	14,29
Telecomunicações		
Equipamentos de transmissão	4,77	6,36
Equipamentos terminais	9,96	12,09
Infraestrutura	10,37	7,45

Em 2018, a Administração da Companhia julgou necessário reavaliar a estimativa de vida útil dos ativos relacionados ao negócio de telecomunicações. Com isso, foram alteradas algumas taxas de depreciação, as quais foram aplicadas no exercício de 2018 e de forma prospectiva, sem impacto significativo no resultado.

Depreciação de ativos que integram o projeto original das Usinas de Mauá, Colíder, Cavernoso II, Santa Clara e Fundão

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder e Cavernoso II, 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.

19 Intangível

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	5.390.063	5.750.873
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	593.852	619.221
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	3.619	43.888
Outros intangíveis (19.4)	41.563	38.842
	6.029.097	6.452.824

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	em serviço	em curso	Obrigações especiais		Total
			em serviço	em curso	
Em 1º.01.2017	7.537.158	849.715	(2.845.024)	(28.468)	5.513.381
Aquisições	-	757.709	-	-	757.709
Participação financeira do consumidor	628	-	(579)	(125.983)	(125.934)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	(1.587)	-	-	(1.587)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	-	(56.853)	-	-	(56.853)
Capitalizações para intangível em serviço	822.472	(822.472)	(128.351)	128.351	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(411.575)	-	125.740	-	(285.835)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11.014)	-	-	-	(11.014)
Baixas	(29.704)	(12.066)	2.776	-	(38.994)
Em 31.12.2017	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

(a) Amortização durante o período de concessão a partir da capitalização 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

A amortização do Intangível é iniciada quando da sua transferência para o Intangível em Serviço, por método linear baseado na vida útil estimada do ativo, e será totalmente amortizado durante o prazo da concessão.

Em razão da adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, em 1º.01.2018, o saldo de obras em andamento foi transferido para ativos de contrato (NE nº 11.1).

19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2017	254.280	6.299	403.133	663.712
Outorga Aneel - uso do bem público	-	678	-	678
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.837)	-	(13.139)	(30.976)
Transferência para imobilizado	-	-	(14.193)	(14.193)
Em 31.12.2017	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

(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.01.2017	198.271	40.238	238.509
Aquisições	-	13.745	13.745
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão	(154.908)	(24.501)	(179.409)
Capitalizações para intangível em serviço	10.011	(10.011)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(28.753)	-	(28.753)
Baixas	(204)	-	(204)
Em 31.12.2017	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 (a)	(22.759)	-	(22.759)
Baixas	(81)	-	(81)
Em 31.12.2018	3.619	-	3.619

(a) Amortização durante o período de concessão a partir do início da operação comercial do empreendimento ou da vida útil dos ativos, dos dois o menor.

Em razão da adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, em 1º.01.2018, o saldo de obras em andamento foi transferido para ativos de contrato (NE nº 11.2).

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2017	25.725	18.485	44.210
Aquisições	-	6.932	6.932
Transferências do imobilizado	105	-	105
Capitalizações para intangível em serviço	5.744	(5.744)	-
Quotas de amortização (a)	(8.809)	-	(8.809)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(54)	-	(54)
Baixas	(18)	(3.524)	(3.542)
Em 31.12.2017	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

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.529	1.778	54.653	49.748
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	731	768	30.010	32.686
	2.260	2.546	84.663	82.434
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	-	157	1.308	1.796
Férias	2.480	2.511	101.327	106.450
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados	863	586	91.526	68.817
Programa de desligamentos voluntários	1.144	877	5.349	38.642
Outros	-	300	6	15.828
	4.487	4.431	199.516	231.533
	6.747	6.977	284.179	313.967

21 Fornecedores

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Energia elétrica	819.792	986.689
Materiais e serviços	384.300	521.969
Gás para revenda	95.478	101.026
Encargos de uso da rede elétrica	169.629	117.362
	1.469.199	1.727.046
	Circulante	1.419.243
	Não circulante	49.956
		1.683.577
		43.469

22 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Pagamento de encargos	Valor do contrato	Consolidado		
								31.12.2018	31.12.2017	
Moeda estrangeira										
Secretaria do Tesouro Nacional - STN										
(1) Par Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	6,0% + 0,20%	Semestral	17.315	42.914	52.768	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	3,3125% + 0,20%	Semestral	12.082	61.837	36.502	
Total moeda estrangeira								104.751	89.270	
Moeda nacional										
Banco do Brasil										
(2) 21/02155-4	Copel DIS	10.09.2010	2	15.08.2018	109,0% do DI	Semestral	116.667	-	60.049	
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	Semestral	150.000	-	75.601	
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	Semestral	151.000	-	51.932	
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	40.023	80.699	
(6) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	37.973	75.291	
(7) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	19.340	38.241	
(8) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	51.473	51.073	
(9) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	59.102	58.636	
(10) NCI 330.600.132	Copel HOL	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	78.669	157.707	
(11) CCB 306.401.381	Copel HOL	21.06.2018	4	21.07.2021	120,00% do DI	Trimestral	640.005	641.530	660.949	
(12) NCI 306.401.445	Copel HOL	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	78.435	78.186	
								1.006.545	1.388.364	
Eletrobras										
(13) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	Trimestral	11	-	3	
(13) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	Trimestral	1.169	49	115	
(13) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2019	8,0%	Trimestral	1.283	24	48	
(13) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	11	51	77	
(13) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	14	22	33	
(13) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	Trimestral	61	17	23	
(14) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0%+ 1,0%	Mensal	74.340	-	2.730	
(14) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0%+ 1,0%	Mensal	109.642	14.839	23.746	
(14) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0%+ 1,0%	Mensal	63.944	6.577	8.222	
								21.579	34.997	
Caixa Econômica Federal										
(14) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	Fixa: 6%	Mensal	16.984	15.298	5.087	
(15) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.12.2021	5,5 % acima da TJLP	Trimestral	489	496	498	
								15.794	5.585	
Finep										
(16) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	Mensal	35.095	5.730	8.855	
(16) 21120105-00	Copel Tel	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	4.842	7.482	
								10.572	16.337	
BNDES										
(17) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	107.326	118.370	
(18) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	23.098	26.078	
(19) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.246	1.407	
(20) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	50.908	55.357	
(21) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	0% e 1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	841.871	871.022	
(22) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	12.659	13.878	
(23) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	23.984	25.899	
(24) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	14.518	15.734	
(25) 18205101	Copel GeT	22.11.2018	192	15.06.2035	1,94% a.a acima da TJLP	Mensal	194.000	158.659	-	
(26) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	14.450	21.267	
(26) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 acima da TR BNDES	Anual	17.821	11.992	15.384	
(27) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	43.097	50.949	
(28) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	20	29	
(29) 14.2.1271.1	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	59.462	48.125	51.578	
(29) 14.2.1272.1	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	64.520	52.188	55.932	
(30) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	45.158	48.741	
(30) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	33.385	36.034	
(30) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	75.715	81.723	
(30) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	80.863	87.278	
(31) 18204611	Cutia	25.10.2018	192	15.07.2035	2,04% acima da TJLP	Mensal	619.405	505.368	-	
(32) 13212221 - A	Costa Oeste	03.12.2013	168	30.11.2028	1,95% + TJLP	Mensal	23.634	21.291	-	
(33) 13212221 - B	Costa Oeste	03.12.2013	106	30.09.2023	3,5%	Mensal	9.086	3.789	-	
(34) 14205851 - A	Marumbi	08.07.2014	168	30.06.2029	2,00% + TJLP	Mensal	33.460	27.134	-	
(35) 14205851 - B	Marumbi	08.07.2014	106	30.04.2024	6,0%	Mensal	21.577	12.076	-	
								2.208.920	1.576.660	
(36) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	571.822	529.919	
								571.822	529.919	
Banco do Brasil Repasse BNDES										
(37) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	107.324	118.373	
								107.324	118.373	
Total moeda nacional								3.942.556	3.670.235	
								4.047.307	3.759.505	
								Circulante	1.113.047	784.666
								Não circulante	2.934.260	2.974.839

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/62.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) Capital de giro.
- (13) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (14) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (15) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (16) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).
- (17) (37) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (18) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (19) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (20) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (21) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (22) Implantação da Subestação Cerquilho III em 230/138kV.
- (23) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (24) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (25) Implantação da UHE Baixo Iguaçu e sistema de transmissão associado.
- (26) Investimento em preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão.
- (27) Máquinas e equipamentos nacionais credenciados no BNDES.
- (28) Implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE).
- (29) (30) (31) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (32) Implantação de Linha de Transmissão 230 kV entre a SE Cascavel Oeste e a SE Umuarama Sul e implantação da SE
- (33) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (34) Implantação de Linha de Transmissão 525 kV entre a SE Curitiba e a SE Curitiba Leste e implantação da SE Curitiba
- (35) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para implantação do empreendimento descrito acima.
- (36) Pagamento da primeira parcela de debêntures e reforço de caixa da Copel Get.

Garantias

- (1) Conta corrente bancária centralizadora da arrecadação das receitas. Garantias depositadas (23.1).
- (2) (3) Penhor de duplicatas mercantis de até 360 dias.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (19) Cessão de créditos.
- (13) (14) Receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público, e na emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil em igual número das parcelas a vencer.
- (15) Cessão fiduciária de duplicatas.
- (16) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (17) (20) (37) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.
- (18) (19) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 027/2009-Aneel, do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão nº 09/2010-ONS e dos contratos de uso do Sistema de Transmissão, celebrados entre o ONS, as Concessionárias e as Usuárias do Sistema de Transmissão, inclusive a totalidade da receita proveniente da prestação dos serviços de transmissão.
- (21) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011MME-UHE Colíder e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) celebrado entre Copel e BRF - Brasil Foods S.A.
- (22) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 015/2010, celebrado entre Copel e União Federal.
- (23) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (24) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (25) Cessão fiduciária, nos termos do § 3º do artigo 66-B da Lei nº 4.728, de 14.07.65, (i) de sua quota de participação nos direitos emergentes da concessão de que é titular em decorrência do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público para geração de Energia Elétrica nº 02/2012-MME-UHE Baixo Iguaçu, de 20 de agosto de 2012.
- (26) (27) (28) Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.
- (29) Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Energia Reserva nº 153/2011; cessão fiduciária de receitas decorrentes do projeto.
- (30) Penhor de ações (GE Farol, GE Boa Vista, GE S.B.Norte and GE Olho D'Água); cessão fiduciária de recebíveis provenientes da receita de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária das máquinas e equipamentos montados ou construídos com os recursos a eles vinculados.
- (31) Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.
- (32) (33) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 001/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (34) (35) Cessão Fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão 008/2012 e 100% das ações penhoradas em favor do BNDES até a quitação do empréstimo.
- (36) Aval da Copel.

22.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 52.717 (R\$ 44.548 em 31.12.2017), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 36.838 (R\$ 31.117 em 31.12.2017), 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		31.12.2018	%	31.12.2017	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	17,13	104.751	2,59	89.270	2,37
		104.751	2,59	89.270	2,37
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	6,40	1.410.479	34,85	1.695.042	45,09
TJLP	7,03	2.245.786	55,49	1.629.198	43,34
TR	0,00	4.842	0,12	7.482	0,20
IPCA	3,75	11.992	0,30	15.384	0,41
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	269.457	6,65	323.129	8,59
		3.942.556	97,41	3.670.235	97,63
		4.047.307	100,00	3.759.505	100,00

22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2018	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2020	-	354.047	354.047	-	558.069	558.069
2021	-	316.291	316.291	-	503.246	503.246
2022	-	-	-	-	190.244	190.244
2023	-	-	-	-	188.586	188.586
2024	103.646	-	103.646	103.646	184.691	288.337
Após 2024	-	-	-	-	1.205.778	1.205.778
	103.646	670.338	773.984	103.646	2.830.614	2.934.260

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2017	90.505	924.855	1.015.360
Ingressos	-	77.000	77.000
Encargos	3.868	101.575	105.443
Variação monetária e cambial	(1.184)	-	(1.184)
Amortização - principal	-	(83.000)	(83.000)
Pagamento - encargos	(3.919)	(123.588)	(127.507)
Em 31.12.2017	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

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2017	90.505	3.955.788	4.046.293
Ingressos	-	800.044	800.044
Encargos	3.868	395.081	398.949
Variação monetária e cambial	(1.184)	18.623	17.439
Amortização - principal	-	(971.187)	(971.187)
Pagamento - encargos	(3.919)	(528.114)	(532.033)
Em 31.12.2017	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

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.

Até 31.12.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá		
Copel DIS	3ª Emissão de Notas promissórias	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
	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	Contrato de Cessão BNDES	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
GE Boa Vista S.A.	BNDES Finem nº 11211531		
GE Farol S.A.	BNDES Finem nº 11211521		
GE Olho D'Água S.A.	BNDES Finem nº 11211551		
GE São Bento do Norte S.A.	BNDES Finem nº 11211541		
Cutia	BNDES Finem nº 18204611	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,2
Costa Oeste	BNDES Finem nº 14205851 - A	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Marumbi	BNDES Finem nº 14205851 - B	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3

23 Debêntures

Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado		
				inicial	final			31.12.2018	31.12.2017	
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	336.139	672.537
(2)	6ª	Copel	28.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	585.540	542.944
(3)	7ª	Copel	19.01.2018	2	19.01.2020	19.01.2021	119,0% da taxa DI	600.000	616.401	-
(4)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	695.328	1.059.822
(5)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	514.993	1.037.570
(6)	3ª	Copel GeT	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	1.003.715	999.442
(7)	4ª	Copel GeT	23.07.2018	3	23.07.2021	23.07.2023	126,0% da taxa DI	1.000.000	1.017.858	-
(8)	5ª	Copel GeT	25.09.2018	5	15.09.2021	15.09.2025	IPCA + 7,6475%	290.000	286.199	-
(9)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	250.943	502.179
(10)	3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	502.640	501.810
(11)	4ª	Copel DIS	27.09.2018	3	27.09.2021	27.09.2023	DI + spread 2,70%	1.000.000	1.003.524	-
(12)	1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633%	160.000	186.783	184.506
(13)	2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329%	220.000	232.131	215.675
(14)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02%	147.575	128.243	135.662
(15)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87%	153.258	140.043	145.786
(16)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00%	203.000	-	30.370
(17)	1ª	Compagás	16.12.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0%	66.626	-	19.214
(18)	2ª	Compagás	15.04.2016	54	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17%	33.620	17.651	23.461
								7.518.131	6.070.978	
								Circulante	2.184.881	1.632.062
								Não circulante	5.333.250	4.438.916

(a) Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurús IV e Ventos de Santo Uriel.

Características

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476.
 (14) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
 (15) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
 (17) (18) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie flutuante, emissão privada.

Pagamento de encargos financeiros

- (1) Juros semestrais - maio e novembro.
 (2) Parcela única no fim do contrato - junho.
 (3) (7) (13) Juros semestrais - janeiro e julho.
 (4) Juros anuais - maio.
 (5) Juros anuais - julho.
 (6) (10) (12) Juros semestrais - abril e outubro.
 (8) (11) Juros semestrais - março e setembro.
 (9) Juros anuais - outubro.
 (14) (15) (16) Juros mensais.
 (17) (18) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

Destinação

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (9) (10) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
 (7) Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias comerciais da Companhia e pagamento parcial da 1ª primeira parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.
 (8) Reembolso de gastos relacionados ao Projeto de construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.
 (11) Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.
 (12) (13) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.
 (14) (15) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.
 (16) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.
 (17) (18) Financiar plano de investimentos da emissora.

Garantias

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) Fidejussória.
 (14) (15) Real e fidejussória e penhor de ações da Copel Geração e Transmissão.
 (17) (18) Flutuante.

Interveniente garantidora

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15) Copel.
 (16) Copel, na proporção de 70% e Paineira Participações S.A., na proporção de 30%.
 (17) (18) Compagás.

Agente fiduciário

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (16) Pentágono S.A. DTVM.
 (14) (15) Não há.
 (17) (18) BNDES Participações S.A. - BNDESPAR.

23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2018	Controladora	Consolidado
2020	298.202	995.390
2021	298.201	1.631.912
2022	-	1.588.014
2023	-	784.214
2024	-	128.112
Após 2024	-	205.608
	596.403	5.333.250

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1�.01.2017	1.017.099	4.790.809
Ingressos	520.000	2.242.521
Encargos	125.969	575.468
Amortização - principal	(333.300)	(915.005)
Pagamento - encargos	(114.287)	(622.815)
Em 31.12.2017	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

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 31.12.2018, as controladas Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A, Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A, Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A e Ventos de Santo Uriel não atenderam ao   ndice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3, ao calcular o   ndice sem considerar o valor do ressarcimento junto a fornecedores de bens (NE 32.6 - b). A Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 28.12.2018, carta do BNDES, com a referência AE/DEENE2 n   101/2018, não declarando o vencimento antecipado da escritura de debêntures para o ano de 2018. Exceto pelo exposto anteriormente, em 31.12.2018, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

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

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	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Planos previdenciários	7	12	1.149	1.069
Planos assistenciais	4.947	4.040	967.614	865.034
	4.954	4.052	968.763	866.103
Circulante	87	57	58.478	53.225
Não circulante	4.867	3.995	910.285	812.878

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Empregados				
Planos previdenciários	523	606	78.209	78.680
Plano assistencial - pós-emprego	563	519	97.866	97.511
Plano assistencial - funcionários ativos	816	341	86.580	81.617
(-) Transferências para imobilizado e ativos de contrato	-	-	(20.630)	(21.901)
	1.902	1.466	242.025	235.907
Administradores				
Planos previdenciários	344	392	1.598	1.500
Plano assistencial	40	85	127	190
	384	477	1.725	1.690
	2.286	1.943	243.750	237.597

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2017	3.705	769.865
Apropriação do cálculo atuarial	519	97.511
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	2.471	153.069
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	(18)	46.506
Amortizações	(2.625)	(200.848)
Em 31.12.2017	4.052	866.103
Apropriação do cálculo atuarial	563	97.900
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	5.860	151.215
Ajuste referente a perdas atuariais	408	58.354
Amortizações	(5.929)	(204.809)
Em 31.12.2018	4.954	968.763

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 2018 e 2017, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2018		2017	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	4,00%	-	4,50%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Plano Unificado	4,60%	8,78%	5,11%	9,84%
Plano III	4,60%	8,78%	5,24%	9,97%
Plano Assistencial	4,60%	8,78%	5,20%	9,94%
Crescimento salarial				
Plano Unificado a.a.	2,00%	6,08%	2,00%	6,59%
Plano III a.a.	1,50%	5,56%	1,50%	6,07%
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	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Número de participantes ativos	33	37	8.180	8.540	7.427	8.172
Número de participantes inativos	4.368	4.435	3.843	3.509	8.174	7.703
Número de dependentes	-	-	-	-	22.472	23.081
Total	4.401	4.472	12.023	12.049	38.073	38.956

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2018		
Participantes aposentados	14,37	22,74
Participantes pensionistas	15,68	27,21
Em 31.12.2017		
Participantes aposentados	14,92	23,01
Participantes pensionistas	16,37	27,99

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 67,3 e 66,8 anos.

24.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2018 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 376.077 e de R\$ 32.732 enquanto que, em 31.12.2017, a posição era, respectivamente, de R\$ 481.678 e de R\$ 86.487. 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 de dezembro de 2018, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2018	31.12.2017
Obrigações total ou parcialmente cobertas	5.914.764	2.145.661	1.140.605	9.201.030	8.123.419
Valor justo dos ativos do plano	(6.290.841)	(2.178.236)	(172.991)	(8.642.068)	(7.826.550)
Estado de cobertura do plano	(376.077)	(32.575)	967.614	558.962	296.869
Ativo não reconhecido	376.077	32.575	-	408.652	568.165
	-	-	967.614	967.614	865.034

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2018, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 58.354, 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.01.2016	4.951.078	1.565.121	933.914
Custo de serviço	329	10.502	9.225
Custo dos juros	563.257	176.878	105.987
Benefícios pagos	(406.023)	(122.841)	(7)
(Ganhos) / perdas atuariais	244.253	104.908	(13.162)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2017	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

24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2016	5.478.802	1.793.516	165.301
Retorno esperado dos ativos	546.699	202.691	23.934
Contribuições e aportes	30.520	10.505	-
Benefícios pagos	(406.023)	(122.841)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	184.574	(62.816)	(18.312)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2017	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

24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2019 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	2019
Custo do serviço corrente	560	4.098	14.306	18.964
Custo estimado dos juros	477.731	128.060	106.004	711.795
Rendimento esperado do ativo do plano	(584.972)	(180.750)	(20.733)	(786.455)
Contribuições estimadas dos empregados	(213)	(2.049)	-	(2.262)
Custos (receitas)	(106.894)	(50.641)	99.577	(57.958)

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.

	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(382.458)	587.106
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(182.573)	182.573
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	79.801	(74.557)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	982	(918)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(64)	98
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(2.260)	2.260

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
2019	354.069	148.236	47.519	549.824
2020	340.372	192.004	52.063	584.439
2021	326.924	198.083	51.821	576.828
2022	313.390	199.913	51.146	564.449
2023	300.346	198.714	49.950	549.010
2024 a 2048	3.072.612	3.110.140	645.610	6.828.362

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 2018 e a alocação-meta para 2019, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2019	2018
Renda fixa	77,8%	87,8%
Renda variável	5,7%	7,0%
Empréstimos	2,0%	1,6%
Investimentos imobiliários	3,8%	1,6%
Investimentos estruturados	8,1%	2,0%
Investimentos no exterior	2,6%	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	91,0%	57,0%	60,0%	33,0%
Renda variável	2,5%	1,0%	10,0%	7,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	4,0%	1,0%
Investimentos imobiliários	3,0%	1,0%	5,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	15,0%	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 31.12.2018 e 2017, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Planos Previdenciários			
	Plano Unificado		Plano III	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Debêntures	-	-	4.166	6.729
Ações	5	-	13	-
	5	-	4.179	6.729

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 31.12.2018 e 31.12.2017 no valor de R\$ 77.797 e R\$ 80.727, respectivamente.

25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE	73.549	121.912
Bandeira tarifária	-	22.427
Reserva global de reversão - RGR	6.323	5.686
	79.872	150.025

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 31.12.2018	Saldo em 31.12.2017
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	4.725	-	4.725	5.232
MME	-	2.361	-	2.361	2.616
P&D	129.159	-	198.467	327.626	316.121
	129.159	7.086	198.467	334.712	323.969
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	15.792	-	15.792	6.041
PEE	22.326	-	219.905	242.231	202.465
	22.326	15.792	219.905	258.023	208.506
	151.485	22.878	418.372	592.735	532.475
			Circulante	270.429	282.766
			Não circulante	322.306	249.709

26.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1�.01.2017	4.603	2.302	294.088	4.932	177.964	483.889
Constituições	29.956	14.978	29.956	8.500	34.000	117.390
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.363	1.363
Juros Selic (NE n� 33)	-	-	19.544	(128)	14.929	34.345
Recolhimentos	(29.327)	(14.664)	-	(7.263)	-	(51.254)
Conclusões	-	-	(27.467)	-	(25.791)	(53.258)
Em 31.12.2017	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 Selic (NE n� 33)	-	-	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

27 Contas a Pagar Vinculadas   Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2018	31.12.2017
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.709	16.384
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	23.864	23.188
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.412	6.977
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	27
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	185
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	-	320
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	47	313
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	536.131	507.560
							584.163	554.954
							Circulante	67.858
							Não circulante	516.305
								492.330

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2019	68.001	67.858
2020	66.754	60.138
2021	66.754	54.296
2022	66.754	49.025
Após 2022	1.027.917	352.846
	1.296.180	584.163

27.2 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1º.01.2017	565.542
Adição	678
Ajuste a valor presente	1.432
Variação monetária	53.173
Pagamentos	(65.871)
Em 31.12.2017	554.954
Adição	302
Ajuste a valor presente	(114)
Variação monetária	93.386
Pagamentos	(64.365)
Em 31.12.2018	584.163

28 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Consumidores (a)	70.713	33.380
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás	55.048	33.221
Aquisição de investimentos	32.200	12.307
Taxa de iluminação pública arrecadada	28.337	24.101
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	24.314	22.132
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	20.820	21.467
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12)	11.007	-
Cauções em garantia	10.026	8.837
Devolução ao consumidor	5.036	5.481
Outras obrigações	51.523	33.328
	309.024	194.254
	Circulante	121.405
	Não circulante	72.849

(a) Do saldo de Consumidores, R\$ 32.639 referem-se a valores repassados pela União à Copel, 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.

29 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.

29.1 Provisões para litígios

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

Consolidado	Resultado				Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2018
	Saldo em 1º.01.2018	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

Consolidado	Resultado				Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2017
	Saldo em 1º.01.2017	Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições				
Fiscais								
Cofins (a)	93.892	8.888	(23.032)	-	-	-	-	79.748
Outras (b)	142.985	21.890	(113.739)	-	-	(433)	8.090	58.793
	236.877	30.778	(136.771)	-	-	(433)	8.090	138.541
Trabalhistas (c)	458.901	122.992	(18.518)	-	-	(87.744)	-	475.631
Benefícios a empregados (d)	42.366	61.765	(7.194)	-	-	(7.498)	-	89.439
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo (e)	295.484	255.280	(3.240)	-	-	(28.074)	8.163	527.613
Servidões de passagem (f)	99.380	4.593	-	4.503	2.641	(181)	-	110.936
Desapropriações e patrimoniais (g)	65.712	848	(701)	24.285	5.499	(16)	-	95.627
Consumidores (h)	5.228	3.884	(286)	-	-	(449)	-	8.377
Ambientais (i)	1.432	960	(808)	-	-	-	-	1.584
	467.236	265.565	(5.035)	28.788	8.140	(28.720)	8.163	744.137
Regulatórias (j)	67.958	1.648	(5.290)	-	-	-	-	64.316
	1.273.338	482.748	(172.808)	28.788	8.140	(124.395)	16.253	1.512.064
Circulante	112.000							-
Não circulante	1.400.064							1.664.773

Controladora	Saldo em	Resultado		Quitações	Saldo em
	1º.01.2018	Adições	Reversões		31.12.2018
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

Controladora	Saldo em	Resultado		Quitações	Saldo em
	Saldo em	Adições	Reversões		31.12.2017
Fiscais					
Cofins (a)	93.892	8.888	(23.032)	-	79.748
Outras (b)	23.335	1.283	-	(253)	24.365
	117.227	10.171	(23.032)	(253)	104.113
Trabalhistas (c)	18	511	(4)	(7)	518
Cíveis (e)	20.578	114.844	-	-	135.422
Regulatórias (j)	15.121	-	(79)	-	15.042
	152.944	125.526	(23.115)	(260)	255.095
				Circulante	112.000
				Não circulante	143.095

29.1.2 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, relativos aos períodos 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.

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 reclamações 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, procedimento irregular, 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

A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 128.481

A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões 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: processo nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões no valor atualizado de R\$ 107.955, atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões, acrescido de juros de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012) e honorários. A Companhia recorreu, porém, em 08.11.2016, o Tribunal negou provimento à apelação. A Copel opôs recurso de Embargos de Declaração que foi conhecido e parcialmente provido para sanar obscuridade, porém sem alterar o resultado da apelação. A Copel interpôs Recurso Especial, cujo seguimento foi negado. A Copel interpôs Agravo ao Superior Tribunal de Justiça, que se encontra pendente de julgamento.

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\$ 39.399

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\$ 22.449

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

Situação atual: Decisão de primeira instância, houve a interposição de embargos de declaração, os quais ainda não foram julgados.

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 está discutindo, 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\$ 53.120

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.

29.2 Passivo contingente

29.2.1 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	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Fiscais (a)	160.139	513.803	568.512	858.082
Trabalhistas (b)	561	420	311.777	360.322
Benefícios a empregados (c)	-	-	19.099	20.262
Cíveis (d)	473.430	458.708	1.286.466	1.091.122
Regulatórias (e)	-	-	866.836	793.720
	634.130	972.931	3.052.690	3.123.508

29.2.2 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\$ 108.493

Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.

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

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 78.402

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 6.587.156-4.

Autor: Copel

Valor Estimado: R\$ 76.475

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\$ 55.735

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

Situação atual: aguardando julgamento de recurso.

Autor: Receita Federal do Brasil

Valor estimado: R\$ 116.086

Exigências e questionamentos administrativos referentes aos tributos federais, em sua maioria ainda pendentes de análise administrativa.

b) 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.

c) Benefícios a empregados

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

d) Cíveis

Ações que envolvem faturamento, procedimento irregular, 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.

Valor estimado: R\$ 172.583

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%, em que se discute judicialmente a validade da autorização de lavra de mineração da Mineradora Tibagiana no local da UHE Mauá e efeitos indenizatórios dela decorrentes.

Situação atual: ação pendente de julgamento em 1º grau de jurisdição.

Autores: franquizados de Agência/loja Copel

Valor estimado: R\$ 44.717

Propositura de duas ações individuais em razão de contratos administrativos de franquia de Agência/loja Copel Distribuição, com pedido principal para reconhecer subconcessão e transferir serviços prestados, com repasse integral dos valores das tarifas, e pedido secundário de prorrogação do contrato e indenização, com repasse integral dos valores das tarifas, dentre outras verbas, atualmente com recursos pendentes de julgamento.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Copel Distribuição

Valor Estimado: R\$ 78.277

O Departamento de Estradas e Rodagens - DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição, assim a Companhia impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança pelo DER 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 aguarda decisão sobre produção de prova pericial.

e) 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\$ 729.609

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 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.

30 Patrimônio Líquido

30.1 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 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".

O capital social integralizado monta a R\$ 7.910.000. 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	19.186.634	13,23	76.763	23,36	69.782.600	54,39	89.045.997	32,54
NYSE	649.508	0,45	-	-	30.973.304	24,15	31.622.812	11,56
Latibex	-	-	-	-	208.846	0,16	208.846	0,08
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.398	0,10	242.538	73,80	45.441	0,04	446.377	0,16
	145.031.080	100,00	328.627	100,00	128.295.668	100,00	273.655.375	100,00

30.2 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.01.2017	998.466	998.466
Ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras	2	3
Tributos sobre os ajustes	-	(1)
Investimentos em participações societárias	11.659	26.135
Tributos sobre os ajustes	(3.965)	(8.887)
Investimentos em participações societárias - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	9.554	-
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	18	(46.506)
Tributos sobre os ajustes	(7)	16.827
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(29.567)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(108.561)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	36.911
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(71.650)	-
Ganhos com investimentos em participações societárias	(14.174)	(28.650)
Tributos sobre a realização dos ajustes	4.819	9.741
Ganhos com investimentos em participações societárias - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(9.554)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	123
Em 31.12.2017	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

30.3 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.

30.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2018	31.12.2017
(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
Lucro líquido do exercício	1.407.063	1.033.626
Reserva legal (5%)	(70.353)	(51.681)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	67.086	71.650
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.403.796	1.053.595
	350.949	263.399
(2) Distribuição total proposta (3+5)	378.542	289.401
(3) Juros sobre o capital próprio, brutos	280.000	266.000
Imposto de renda retido na fonte	(27.593)	(26.002)
(4) Juros sobre o capital próprio, líquidos	252.407	239.998
(5) Dividendos propostos	98.542	23.401
(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)	350.949	263.399
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	1,31950	1,00801
Ações preferenciais classe "A"	2,89050	2,89050
Ações preferenciais classe "B"	1,45151	1,10883
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	191.369	146.193
Ações preferenciais classe "A"	950	950
Ações preferenciais classe "B"	186.223	142.258

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 remuneração aos acionistas 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.

30.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2018	31.12.2017
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	712.234	523.206
Ações preferenciais classe "A"	1.775	1.304
Ações preferenciais classe "B"	693.054	509.116
	1.407.063	1.033.626
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	328.627	328.627
Ações preferenciais classe "B"	128.295.668	128.295.668
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	4,91091	3,60754
Ações preferenciais classe "A"	5,40201	3,96830
Ações preferenciais classe "B"	5,40201	3,96830

31 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais (31.2)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2018
Fornecimento de energia elétrica	10.104.045	(931.771)	(2.315.030)	(1.308.660)	-	5.548.584
Residencial	3.262.212	(301.885)	(892.053)	(471.575)	-	1.596.699
Industrial	2.863.086	(261.692)	(486.614)	(260.416)	-	1.854.364
Comercial, serviços e outras atividades	2.172.540	(201.047)	(625.123)	(313.744)	-	1.032.626
Rural	897.606	(83.064)	(71.665)	(131.494)	-	611.383
Poder público	263.827	(24.415)	(52.208)	(38.337)	-	148.867
Iluminação pública	279.767	(25.890)	(80.768)	(40.399)	-	132.710
Serviço público	365.007	(33.778)	(106.599)	(52.695)	-	171.935
Suprimento de energia elétrica	3.136.244	(318.368)	-	(51.960)	-	2.765.916
Contratos bilaterais	2.002.077	(242.828)	-	(34.759)	-	1.724.490
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	663.024	(23.448)	-	(11.511)	-	628.065
CCEAR (leilão)	327.759	(39.753)	-	(5.690)	-	282.316
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	85.986	-	-	-	-	85.986
Regime de cotas	57.398	(12.339)	-	-	-	45.059
Disponibilidade da rede elétrica	6.867.274	(657.679)	(1.643.593)	(1.096.942)	-	3.469.060
Residencial	2.222.621	(209.406)	(624.777)	(371.351)	-	1.017.087
Industrial	1.179.534	(104.588)	(436.421)	(184.179)	-	454.346
Comercial, serviços e outras atividades	1.416.111	(132.444)	(425.030)	(234.558)	-	624.079
Rural	363.296	(34.180)	(28.206)	(61.378)	-	239.532
Poder público	185.383	(17.466)	(35.497)	(31.146)	-	101.274
Iluminação pública	184.530	(17.386)	(53.502)	(30.814)	-	82.828
Serviço público	141.556	(13.337)	(40.160)	(23.647)	-	64.412
Consumidores livres	795.105	(74.912)	-	(135.166)	-	585.027
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.411	(133)	-	(240)	-	1.038
Receita de operação e manutenção - O&M	58.578	(25.526)	-	(11.536)	-	21.516
Receita de juros efetivos	319.149	(28.301)	-	(12.927)	-	277.921
Receita de construção	1.097.313	-	-	-	-	1.097.313
Valor justo do ativo indenizável da concessão	47.499	-	-	-	-	47.499
Telecomunicações	512.540	(19.248)	(125.229)	-	(1.884)	366.179
Distribuição de gás canalizado	753.222	(69.382)	(126.530)	-	(124)	557.186
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	985.344	(91.656)	-	-	-	893.688
Outras receitas operacionais	222.329	(29.696)	-	-	(3.278)	189.355
Arrendamentos e aluguéis (31.1)	132.682	(17.722)	-	-	-	114.960
Renda da prestação de serviços	59.280	(7.918)	-	-	(3.278)	48.084
Serviço taxado	18.475	(2.468)	-	-	-	16.007
Outras receitas	11.892	(1.588)	-	-	-	10.304
	23.725.810	(2.117.800)	(4.210.382)	(2.457.562)	(5.286)	14.934.780

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais (31.2)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2017
Fornecimento de energia elétrica	8.689.516	(749.683)	(2.039.245)	(1.219.055)	-	4.681.533
Residencial	2.829.626	(242.916)	(771.902)	(433.080)	-	1.381.728
Industrial	2.382.314	(208.226)	(433.088)	(252.531)	-	1.488.469
Comercial, serviços e outras atividades	1.908.426	(163.834)	(548.328)	(291.798)	-	904.466
Rural	772.465	(66.314)	(75.137)	(119.645)	-	511.369
Poder público	236.719	(20.322)	(46.506)	(36.418)	-	133.473
Iluminação pública	244.381	(20.979)	(70.811)	(37.359)	-	115.232
Serviço público	315.585	(27.092)	(93.473)	(48.224)	-	146.796
Suprimento de energia elétrica	3.529.770	(300.003)	-	(53.413)	-	3.176.354
Contratos bilaterais	1.947.862	(203.994)	-	(30.656)	-	1.713.212
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	1.077.943	(45.889)	-	(16.966)	-	1.015.088
CCEAR (leilão)	367.970	(38.537)	-	(5.791)	-	323.642
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	82.160	-	-	-	-	82.160
Regime de cotas	53.835	(11.583)	-	-	-	42.252
Disponibilidade da rede elétrica	6.442.761	(588.290)	(1.488.323)	(748.207)	-	3.617.941
Residencial	2.025.400	(189.915)	(572.269)	(252.691)	-	1.010.525
Industrial	1.076.613	(96.059)	(385.725)	(126.842)	-	467.987
Comercial, serviços e outras atividades	1.310.903	(122.168)	(386.320)	(162.367)	-	640.048
Rural	342.195	(32.056)	(25.811)	(43.365)	-	240.963
Poder público	174.427	(16.355)	(33.384)	(21.922)	-	102.766
Iluminação pública	167.907	(15.744)	(48.668)	(20.935)	-	82.560
Serviço público	126.795	(11.889)	(36.146)	(15.816)	-	62.944
Consumidores livres	663.248	(62.190)	-	(84.633)	-	516.425
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.387	(130)	-	(177)	-	1.080
Receita de operação e manutenção - O&M	113.324	(16.733)	-	(7.793)	-	88.798
Receita de juros efetivos	440.562	(25.051)	-	(11.666)	-	403.845
Receita de construção	868.001	-	-	-	-	868.001
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.080	-	-	-	-	57.080
Telecomunicações	426.773	(15.854)	(99.460)	-	(2.507)	308.952
Distribuição de gás canalizado	621.992	(58.959)	(107.912)	-	(306)	454.815
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	767.040	(48.214)	-	-	-	718.826
Outras receitas operacionais	171.356	(27.710)	-	-	(2.575)	141.071
Arrendamentos e aluguéis (31.1)	109.230	(10.956)	-	-	-	98.274
Renda da prestação de serviços	30.247	(5.789)	-	-	(2.575)	21.883
Serviço taxado	15.981	(5.758)	-	-	-	10.223
Outras receitas	15.898	(5.207)	-	-	-	10.691
	21.574.289	(1.788.713)	(3.734.940)	(2.020.675)	(5.388)	14.024.573

31.1 Arrendamentos e aluguéis

31.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Equipamentos e estruturas	131.409	106.790
Compartilhamento de instalações	1.003	2.159
Imóveis	270	281
	132.682	109.230

31.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2018
Compartilhamento de instalações	1.142	5.710	16.811	23.663

31.2 Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (31.2.1)	1.840.283	1.415.738
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	423.098	420.027
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	123.306	117.390
Quota para reserva global de reversão - RGR	48.512	46.825
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	12.211	10.971
Taxa de fiscalização	10.152	9.723
	2.457.562	2.020.674

31.2.1 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.

Atualmente, a Companhia realiza os pagamentos do encargo CDE Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei, e a quota anual da CDE Energia, composta por:

a) Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, que tem 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.

b) CDE Energia, destinada à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a janeiro 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. O saldo em 31.12.2018 é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.12.2018
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.368/2018	Janeiro a agosto	594.972
Resolução Homologatória nº 2.446/2018	Setembro a dezembro	445.075
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(2)
		1.040.045
CONTA ACR		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a dezembro	557.981
		557.981
CDE ENERGIA		
Resolução Homologatória nº 2.202/2017	Janeiro a maio	100.692
Resolução Homologatória nº 2.358/2017	Junho a dezembro	145.007
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(3.442)
		242.257
		1.840.283

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 Uso 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.

Pelo Despacho nº 1.576/2016 é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE Uso e CDE Energia os valores não arrecadados. Os valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactam o resultado da distribuidora.

31.3 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

O reajuste tarifário anual, que ocorre entre as revisões tarifárias, é homologado pela Aneel com base em fórmula definida no contrato de concessão e nos normativos estabelecidos no Proret, que consideram para os custos não gerenciáveis (Parcela A) as variações incorridas no período e para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IPCA, ajustada pela aplicação do Fator X.

Em 2018, a Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.402, de 19.06.2018, que autorizou a aplicação do reajuste médio de 15,99% (5,85% em 2017) a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: 6,52% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 0,31% decorrentes da atualização da Parcela B; 7,49% relativos à atualização da Parcela A; e 1,67% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir de 24.06.2018.

32 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2018
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.361.178)	-	-	-	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.176.780)	-	-	-	(1.176.780)
Pessoal e administradores (32.2)	(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 (32.3)	(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 (32.4)	18.920	(81.936)	-	(243.681)	(306.697)
Custo de construção (32.5)	(1.052.208)	-	-	-	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(171.751)	(21.930)	(103.597)	(45.435)	(342.713)
	(11.501.688)	(148.709)	(723.534)	(302.690)	(12.676.621)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2017
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.165.450)	-	-	-	(6.165.450)
Encargos de uso da rede elétrica	(712.030)	-	-	-	(712.030)
Pessoal e administradores (32.2)	(984.011)	(20.435)	(338.898)	-	(1.343.344)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(175.479)	(2.424)	(59.694)	-	(237.597)
Material	(71.535)	(968)	(10.621)	-	(83.124)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(97.360)	-	-	-	(97.360)
Gás natural e insumos para operação de gás	(309.542)	-	-	-	(309.542)
Serviços de terceiros (32.3)	(386.435)	(18.826)	(116.254)	-	(521.515)
Depreciação e amortização	(686.007)	(16)	(32.070)	(13.506)	(731.599)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	122.782	(90.478)	-	(397.843)	(365.539)
Custo de construção (32.5)	(1.003.881)	-	-	-	(1.003.881)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(196.942)	(35.903)	(128.138)	(52.967)	(413.950)
	(10.665.890)	(169.050)	(685.675)	(464.316)	(11.984.931)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2018
Pessoal e administradores (32.2)	(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 (32.4)	-	(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\$ 37.721 na coluna de Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas, R\$ 25.129 referem-se a reconhecimento de crédito tributário, conforme NE nº 33.1.

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2017
Pessoal e administradores (32.2)	(18.455)	-	(18.455)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(1.943)	-	(1.943)
Material	(631)	-	(631)
Serviços de terceiros	(14.265)	-	(14.265)
Depreciação e amortização	(82)	(1.121)	(1.203)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	-	(93.756)	(93.756)
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.225)	26.089	1.864
	(59.601)	(68.788)	(128.389)

32.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.599.345	2.693.976
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.850.021	1.766.091
Itaipu Binacional	1.272.177	1.117.957
Contratos bilaterais	928.741	766.803
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	228.295	217.646
Micro e mini geradores e recompra de clientes	12.373	3.892
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(529.774)	(400.915)
	6.361.178	6.165.450

32.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Pessoal				
Remunerações	5.122	5.913	794.966	806.119
Encargos sociais	1.757	2.038	261.459	266.183
Auxílio alimentação e educação	1.108	1.131	113.177	119.881
Provisão para participação nos lucros e/ou resultados (a)	863	586	91.526	68.817
Programa de desligamentos voluntários	1.656	2.890	69.289	53.468
	10.506	12.558	1.330.417	1.314.468
Administradores				
Honorários	3.553	4.640	21.422	22.895
Encargos sociais	999	1.168	5.695	5.635
Outros gastos	86	89	251	346
	4.638	5.897	27.368	28.876
	15.144	18.455	1.357.785	1.343.344

(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.

32.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Manutenção do sistema elétrico	144.211	135.265
Comunicação, processamento e transmissão de dados	115.397	94.230
Manutenção de instalações	91.872	95.176
Leitura e entrega de faturas	43.968	49.647
Consultoria e auditoria	41.615	21.589
Atendimento a consumidor	34.502	29.789
Outros serviços	100.662	95.819
	572.227	521.515

32.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Provisão para litígios	10.636	93.756	219.636	386.373
Provisão (reversão) de perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1)	-	-	(4.758)	(1.117)
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás	-	-	-	(123.586)
Imobilizado (NE nº 18.7)	-	-	(14.162)	1.921
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	14.266	-	96.202	90.478
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	9.779	11.470
	24.902	93.756	306.697	365.539

32.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Material	507.899	387.278
Serviços de terceiros	400.680	437.788
Pessoal	124.469	143.266
Outros	19.160	35.549
	1.052.208	1.003.881

32.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Perdas na desativação e alienação de bens	106.675	58.569
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	105.310	110.971
Tributos	84.492	87.759
Arrendamentos e aluguéis (32.6.1)	40.016	32.037
Indenizações	30.949	45.712
Propaganda e publicidade	22.135	27.768
Perdas na combinação de negócios (NE nº 1.2.3)	3.769	-
Resultado da alienação de investimentos (a)	(8.174)	(28.650)
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b)	(42.459)	79.784
	342.713	413.950

(a) Em 2018, R\$ 11.000 de ganho na alienação da coligada Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. e R\$ 2.826 de perda na alienação da controlada em conjunto Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (NE nº 1.2). Em 2017, R\$ 28.650 de ganho na alienação das ações da Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar.

(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.

32.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Imóveis	29.216	29.749
Outros	12.237	3.588
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.437)	(1.300)
	40.016	32.037

32.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2018
Imóveis	26.457	66.886	178.550	271.893
Veículos	17.003	50.241	-	67.244
Equipamentos	773	2.900	-	3.673
	44.233	120.027	178.550	342.810

No saldo estão contidos valores de arrendamento de terrenos para os quais, após a entrada em operação dos empreendimentos, os pagamentos são variáveis, aplicando um percentual sobre a receita bruta menos as deduções previstas em contrato (impostos, taxas e contribuições).

33 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	226.050	191.554
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	214.627	141.923	214.627	141.923
Renda de aplicações financeiras	13.589	15.164	98.841	114.523
Reconhecimento de crédito tributário (33.1)	55.096	-	55.096	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	43.966	20.493
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	24.658	17.777
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	1.047	10.813
Outras receitas financeiras	18.417	24.225	149.630	202.227
	301.729	181.312	813.915	699.310
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	184.979	227.543	871.397	993.970
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.2)	-	-	94.319	65.418
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	50.203	12.264
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	25.830	51.211	25.830	51.211
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	25.407	34.345
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	23.747	29.622
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	13.636	44.978	13.636	45.196
Outras despesas financeiras	13.910	4.123	147.426	215.724
	238.355	327.855	1.251.965	1.447.750
Líquido	63.374	(146.543)	(438.050)	(748.440)

33.1 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a Receita Federal do Brasil reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R\$ 80.225, a favor da Companhia, referente à discussão da tributação de Pasep, no período de julho de 1988 à julho de 1995, provenientes 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.

34 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.

34.1 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 exige diferentes tecnologias e estratégias.

Nos exercícios de 2018 e de 2017, 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 2018.

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.

34.2 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.

34.3 Ativo por segmento reportável

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

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET	DIS						
31.12.2017								
ATIVO TOTAL	17.110.518	11.529.588	1.054.741	632.910	208.369	3.211.162	(584.911)	33.162.377
ATIVO CIRCULANTE	1.461.512	3.609.663	102.002	151.966	187.966	1.035.545	(846.820)	5.701.834
ATIVO NÃO CIRCULANTE	15.649.006	7.919.925	952.739	480.944	20.403	2.175.617	261.909	27.460.543
Realizável a Longo Prazo	4.037.312	2.167.690	69.543	437.056	17.703	2.019.192	(140.870)	8.607.626
Investimentos	2.424.081	1.362	-	-	2.457	115.765	26.978	2.570.643
Imobilizado	8.924.508	-	866.489	-	57	38.396	-	9.829.450
Intangível	263.105	5.750.873	16.707	43.888	186	2.264	375.801	6.452.824

34.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
31.12.2018									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.007.565	904.826	9.972.442	421.408	588.532	1.341.162	-	(1.301.155)	14.934.780
Receita operacional líquida com terceiros	2.116.875	680.567	9.932.267	364.741	582.895	1.341.162	-	(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)	(369.201)	(515.594)	(1.354.578)	(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)	(92.472)	(34.896)	(13.734)	(16.961)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial	(36.379)	(25.884)	(159.842)	(13.892)	(3.881)	(1.507)	(2.365)	-	(243.750)
Material	(11.637)	(5.054)	(60.379)	(1.763)	(2.110)	(65)	(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)	(91.127)	(17.034)	(1.700)	(32.311)	62.501	(572.227)
Depreciação e amortização	(353.916)	(11.386)	(301.581)	(58.209)	(22.759)	(16)	(1.312)	-	(749.179)
Provisão (reversão) para litígios	18.059	7.879	(222.057)	(12.844)	(154)	9	(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)	(12.749)	(6.017)	(935)	(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)	(86.145)	(2.647)	1.843	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	52.207	72.938	(13.431)	(51.280)	(24.656)	2.394.047
Receitas financeiras	119.196	29.163	335.377	16.808	29.454	6.065	305.344	(27.492)	813.915
Despesas financeiras	(517.832)	(136.455)	(308.319)	(41.713)	(31.865)	(104)	(243.169)	27.492	(1.251.965)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	995.012	359.360	525.027	27.302	70.527	(7.470)	10.895	(24.656)	1.955.997
Imposto de renda e contribuição social	(327.598)	(75.361)	(148.244)	(2.853)	(10.909)	2.632	41.957	8.383	(511.993)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	667.414	283.999	376.783	24.449	59.618	(4.838)	52.852	(16.273)	1.444.004

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS						
	GER	TRA							
31.12.2017									
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.176.811	819.623	9.358.664	380.550	515.563	664.495	-	(891.133)	14.024.573
Receita operacional líquida com terceiros	2.851.644	640.199	9.324.633	306.473	510.010	664.495	-	(272.881)	14.024.573
Receita operacional líquida entre segmentos	325.167	179.424	34.031	74.077	5.553	-	-	(618.252)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.868.390)	(546.510)	(9.071.359)	(286.363)	(309.213)	(654.445)	(139.784)	891.133	(11.984.931)
Energia elétrica comprada para revenda	(390.019)	-	(5.717.970)	-	-	(654.026)	-	596.565	(6.165.450)
Encargos de uso da rede elétrica	(352.958)	-	(554.805)	-	-	-	-	195.733	(712.030)
Pessoal e administradores	(218.456)	(122.515)	(822.963)	(107.874)	(35.761)	(12.993)	(22.782)	-	(1.343.344)
Planos previdenciário e assistencial	(38.782)	(22.733)	(154.285)	(14.800)	(3.577)	(1.415)	(2.005)	-	(237.597)
Material	(12.463)	(4.732)	(60.320)	(2.978)	(1.936)	(27)	(668)	-	(83.124)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(102.719)	-	-	-	-	-	-	5.359	(97.360)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(309.542)	-	-	-	(309.542)
Serviços de terceiros	(120.993)	(24.609)	(347.393)	(67.612)	(22.670)	(1.280)	(15.089)	78.131	(521.515)
Depreciação e amortização	(368.987)	(7.201)	(285.835)	(39.553)	(28.753)	(9)	(1.261)	-	(731.599)
Provisão (reversão) para litígios	(39.733)	(81.210)	(168.600)	(3.648)	854	(156)	(93.880)	-	(386.373)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	3.886	-	-	-	123.586	-	(4.690)	-	122.782
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(9.397)	1.107	(83.916)	(8.309)	(1.433)	-	-	-	(101.948)
Custo de construção	-	(272.216)	(717.351)	-	(14.314)	-	-	-	(1.003.881)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(217.769)	(12.401)	(157.921)	(41.589)	(15.667)	15.461	591	15.345	(413.950)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(5.777)	93.145	-	-	-	(564)	14.935	-	101.739
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.302.644	366.258	287.305	94.187	206.350	9.486	(124.849)	-	2.141.381
Receitas financeiras	73.433	13.313	380.597	11.828	38.821	6.515	186.660	(11.857)	699.310
Despesas financeiras	(565.837)	(123.707)	(343.540)	(30.691)	(64.433)	(322)	(331.077)	11.857	(1.447.750)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	810.240	255.864	324.362	75.324	180.738	15.679	(269.266)	-	1.392.941
Imposto de renda e contribuição social	(191.899)	(30.515)	22.893	(21.272)	(66.785)	(2.638)	15.530	-	(274.686)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	618.341	225.349	347.255	54.052	113.953	13.041	(253.736)	-	1.118.255

34.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

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

31.12.2017	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM	HOL	Consolidado
	GET	DIS					
Imobilizado	1.077.088	-	238.944	-	7	376	1.316.415
Intangível	3.996	757.709	2.200	13.745	101	635	778.386

35 Instrumentos Financeiros

35.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE	Nível	31.12.2018		31.12.2017	
	nº		Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.948.409	1.948.409	1.040.075	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	696	696	687	687
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	343.600	343.600	218.976	218.976
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.105.282	1.105.282	987.874	987.874
Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c)	10.4	1	-	-	99.969	99.969
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.6	3	65.811	65.811	68.859	68.859
Outros investimentos temporários (e)		1	11.557	11.557	8.958	8.958
Outros investimentos temporários (e)		2	7.954	7.954	9.769	9.769
			3.483.309	3.483.309	2.435.167	2.435.167
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	203	203	59.372	59.372
Caução STN (f)	22.1	2	89.555	76.524	75.665	57.188
Clientes (a)	7	1	3.107.006	3.107.006	2.994.322	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (g)	8	2	1.445.042	1.546.469	1.516.362	1.620.212
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	678.819	678.819	343.218	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão de transmissão (c)	10.4	1	-	-	1.397.430	1.397.430
Contas a receber vinculadas à concessão - RBSE (c)	10.5	1	753.826	753.826	1.418.370	1.418.370
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (h)	10.3	2	625.772	714.880	606.479	694.463
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1	1	-	-	130.417	130.417
			6.700.223	6.877.727	8.541.635	8.714.992
Total dos ativos financeiros			10.183.532	10.361.036	10.976.802	11.150.159
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	96.531	96.531	283.519	283.519
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (f)	13.3	2	86.632	84.383	148.845	142.702
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (f)	13.3	2	518.442	469.304	533.671	431.036
Fornecedores (a)	21	1	1.469.199	1.469.199	1.727.046	1.727.046
Empréstimos e financiamentos (f)	22	2	4.047.307	4.012.621	3.759.505	3.569.856
Debêntures (i)	23	1	7.518.131	7.518.133	6.070.978	6.070.978
Contas a pagar vinculadas à concessão (j)	27	3	584.163	687.869	554.954	645.904
Total dos passivos financeiros			14.320.405	14.338.040	13.078.518	12.871.041

Os três 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.

A mudança de classificação dos instrumentos financeiros, a partir da adoção do CPC48/IFRS 9, em 1º.01.2018, está descrita na NE nº 4.18.1.

Apuração dos valores justos

a) Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.

- b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- c) Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.
- d) Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas demonstrações financeiras.
- e) Calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- f) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 1,94% a.a. acima da TJLP, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- g) 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 15.08.2024, que paga em torno de 4,29% a.a. mais IPCA.
- h) 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%).
- i) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2018, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- j) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,13% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

35.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

35.2.1 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	31.12.2018	31.12.2017
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.948.409	1.040.075
Títulos e valores mobiliários (a)	344.296	219.663
Cauções e depósitos vinculados (a)	89.758	135.037
Clientes (b)	3.107.006	2.994.322
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.445.042	1.516.362
Ativos financeiros setoriais (d)	678.819	343.218
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	1.859.108	3.903.643
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	625.772	606.479
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	65.811	68.859
Estado do Paraná - Programas do Governo	-	130.417
Mútuo - partes relacionadas	-	38.169
Outros investimentos temporários (h)	19.511	18.727
	10.183.532	11.014.971

- 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 intimamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gerência de contas a receber, detectando os consumidores inadimplentes, implementando políticas específicas de cobrança e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato.
- 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 a 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.

A Administração também 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 10.5.

- f) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração - RAG que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.

- g) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados, conforme descrito na NE nº 10.6.
- h) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

35.2.2 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 o ano seguinte. A partir de 2022, repetem-se os indicadores de 2021 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
31.12.2018							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	213.934	178.471	990.005	2.051.613	1.846.702	5.280.725
Debêntures	NE nº 23	74.834	62.755	2.473.208	6.317.116	550.901	9.478.814
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.924	11.825	53.605	312.422	1.347.527	1.731.303
Fornecedores	-	1.058.074	211.709	145.317	28.986	25.113	1.469.199
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.796	11.660	53.634	18.293	-	89.383
Pert	Selic	3.916	7.889	36.498	223.421	440.857	712.581
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	-	-	-	106.796	-	106.796
		1.362.478	484.309	3.752.267	9.058.647	4.211.100	18.868.801

(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.

Em 31.12.2018, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 265.568 no balanço da Controladora (R\$ 59.385 em 31.12.2017) e de R\$ 17.268 no balanço consolidado (R\$ 408.080 em 31.12.2017). A Administração vem monitorando a evolução da liquidez e adotando ações para equacionamento da capacidade financeira de curto prazo, preservando os programas de investimentos da Companhia, bem como buscando o alongamento da dívida.

35.2.3 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 Compagás 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 31.12.2018 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,70) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 08.02.2019. 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		
		31.12.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	89.555	(4.040)	(25.419)	(46.798)
		89.555	(4.040)	(25.419)	(46.798)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(104.751)	4.726	(20.281)	(45.287)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(145.098)	6.546	(28.092)	(62.731)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(66.808)	3.014	(12.935)	(28.883)
		(316.657)	14.286	(61.308)	(136.901)

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 31.12.2018, 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 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 31.12.2018 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,50%, IPCA - 3,87%, IGP-DI - 4,04%, IGP-M - 3,90% e TJLP - 6,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2019 do Relatório Focus do Bacen de 08.02.2019, 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		
		31.12.2018	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	344.296	24.100	18.075	12.052
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	203	13	10	7
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.445.042	58.380	43.785	29.190
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	678.819	44.123	33.092	22.062
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	2.484.880	96.165	72.124	48.082
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	65.811	-	-	-
		5.019.051	222.781	167.086	111.393
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(838.657)	(54.513)	(68.141)	(81.769)
BNDES	Alta TJLP	(2.137.966)	(138.968)	(173.710)	(208.452)
BNDES	Alta IPCA	(11.992)	(464)	(580)	(696)
Notas promissórias	Alta CDI	(571.822)	(37.168)	(46.461)	(55.753)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(107.324)	(6.976)	(8.720)	(10.464)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(496)	(32)	(40)	(48)
Outros	Sem Risco	(274.299)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(6.535.759)	(424.824)	(531.030)	(637.237)
Debêntures	Alta IPCA	(845.156)	(32.708)	(40.884)	(49.061)
Debêntures	Alta TJLP	(137.216)	(8.919)	(11.149)	(13.378)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(28.670)	(1.118)	(1.398)	(1.677)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(96.531)	(6.275)	(7.843)	(9.412)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(86.632)	(5.631)	(7.039)	(8.447)
Pert	Alta Selic	(518.442)	(33.699)	(42.123)	(50.548)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(536.131)	(20.909)	(26.136)	(31.364)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(48.032)	(1.859)	(2.324)	(2.788)
		(12.775.125)	(774.063)	(967.578)	(1.161.094)

(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 31.12.2018, 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.

35.2.4 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 2018-2022 - PEN 2018.

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.

35.2.5 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 afluências 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 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.

35.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

O Decreto nº 9.187, de 1º.11.2017, regulamenta a prorrogação das concessões de geração de energia termelétrica de que trata a Lei nº 12.783/2013. Atualmente, existem dois projetos de lei em andamento que pretendem reduzir o prazo de manifestação de intenção de prorrogação de 60 para 36 meses e acabar com a possibilidade da prorrogação no regime de cotas de garantia física instituído pela citada lei.

Até 2023, duas usinas de geração terão suas concessões vencidas: a Usina Termelétrica de Figueira - UTE Figueira (20 MW), em março de 2019, e a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), em setembro de 2023.

Em relação a concessão da UTE Figueira, a Companhia aguarda manifestação do Poder Concedente quanto ao pedido de prorrogação dessa Concessão, requerido em março de 2017. 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.

Já com relação a UHE GBM, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação dessa concessão. Segundo a Lei 12.783/2013, a opção pela prorrogação está condicionada a mudança do regime de exploração da usina que pode ocorrer com até 60 meses de antecedência do seu termo final. Estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado é desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu termo final. A usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a Companhia participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

Conforme a lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE São Jorge em 2019, da UHE Apucarantina em 2020, e das UHEs Guaricana e Chaminé em 2021. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, a concessão da UHE São Jorge poderá, ao seu termo final, ser outorgada a Companhia na condição de registro, e as demais concessões, ao seu termo final, deverão ser licitadas pelo Poder Concedente.

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

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

Em 09.12.2015, no quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS, a concessão foi prorrogada, condicionada a parâmetros de qualidade e eficiência na prestação do serviço de distribuição, mensurados por indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECI e FECI) e a eficiência na gestão econômica e financeira da empresa.

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade. O descumprimento das condições, por dois anos consecutivos, ou de quaisquer dos limites, ao final dos primeiros cinco anos, acarretará na extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

O descumprimento dos parâmetros globais de indicadores de continuidade coletivos por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos, a depender de regulação por parte da Aneel, poderá suscitar a limitação de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre capital próprio (cláusula segunda, subcláusula oitava), enquanto o descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira refletirá na necessidade de aporte de capital dos acionistas controladores (cláusula décima terceira, subcláusula quarta).

A partir do sexto ano subsequente à celebração do contrato, o descumprimento dos critérios de qualidade por três anos consecutivos ou de gestão econômico-financeira por dois anos consecutivos implicará na abertura do processo de caducidade (cláusula décima segunda, subcláusula décima quarta), ocasionando a extinção da concessão.

A tabela a seguir apresenta os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico-financeira definidos para a Copel DIS nos primeiros cinco anos da renovação:

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 ^(d)	661,40	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^{(e) (f)}		11,23	8,24	10,29 ^c	6,20 ^c
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ (e) (g)		10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ (e) (g)		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) Dados preliminares.

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

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

(f) Dado será divulgado nas Demonstrações Contábeis Regulatórias da Copel DIS.

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

35.2.8 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.

35.2.9 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 estas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado.

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

Nos últimos anos, o segmento de distribuição esteve exposto a 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 em massa de consumidores para o mercado livre, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação, dentre as quais, podemos destacar:

- Resolução Normativa nº 706/2016, que regulamentou o reconhecimento da sobrecontratação involuntária decorrente da realocação de cotas de garantia física das usinas renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013;
- Resolução Normativa nº 693/2015, que regulamentou o MCSD-EN, voltado aos contratos provenientes de novos empreendimentos de geração, através do qual se permitiu a realocação de energia entre distribuidoras e geradores;
- Resolução Normativa nº 711/2016 que estabeleceu de critérios e condições para a realização de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, nas modalidades de redução temporária, total ou parcial da energia contratada, redução permanente, porém parcial do contrato, ou ainda a rescisão contratual;
- Decreto nº 9.143/2017 que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconhecendo: i) a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes da migração de consumidores especiais ao mercado livre, desde que observada pela Aneel a avaliação do máximo esforço pelas distribuidoras; e ii) o direto a redução contratual de leilões de energia existente, dos montantes relativos à migração de consumidores especiais ao mercado livre. Os contratos elegíveis são aqueles decorrentes dos leilões de energia existente realizados após junho de 2016, conforme Resolução Normativa nº 726/2016; e
- Resolução Normativa nº 824/2018 que regulamentou e estabeleceu os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras.

Em relação a contratação de 2018, preliminarmente, ainda em 2017, e longo do ano de 2018, os indicadores da Copel Distribuição frequentemente apontavam para cenários de sobrecontratação. Neste período prevaleceu a constante vigilância dos indicadores dos níveis de contratação, sendo necessárias ações mitigadoras.

Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação pela Distribuidora, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios. Neste contexto, podemos destacar as seguintes ações:

- a) Declaração sobras nos MCSDs de Energia Nova e Trocas Livres, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais;
- b) Devolução integral no MCSD 4%, referentes às variações de mercado de até 4% dos montantes contratados de energia existente;

c) Devolução integral nos MCSDs Mensais, dos montantes disponíveis de energia existente no portfólio da Distribuidora, relacionadas a descontração de consumidores potencialmente livres; e

d) Estabelecimento de tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016.

De acordo com os dados mais atualizados de mercado, a Copel Distribuição encerrou o ano de 2018 dentro dos limites regulatórios de contratação de 100% a 105%, garantindo assim a neutralidade dos custos associados a compra de energia.

35.2.10 Risco quanto à escassez de gás

Risco decorrente de eventual período de escassez no fornecimento de gás natural, para atender às atividades relacionadas à distribuição de gás e geração de energia termelétrica.

Um período prolongado de escassez de gás poderia resultar em perdas, em razão da redução de receitas das controladas Compagás e UEG Araucária.

O contrato de fornecimento de gás natural entre o Brasil e a Bolívia tem validade de 20 anos, com vencimento previsto para 2019. Devido a não utilização de todo o gás natural contratado nos últimos anos, o Ministério de Minas e Energia considera a ampliação do prazo deste contrato em dois anos em seu Planejamento Decenal. Em caso de não renovação desse contrato, atualmente centralizado na Petrobras, os consumidores diretos ou as distribuidoras estaduais deverão negociar diretamente o suprimento do combustível com produtores, importadores ou comercializadores de gás natural.

Por outro lado, o volume de gás natural produzido no pré-sal tem aumentado. A produção líquida brasileira atual é de 67 milhões m³/dia, com tendência ascendente.

Além do gás proveniente da Bolívia e do pré-sal, existe a alternativa de importação do Gás Natural Liquefeito (GNL). Atualmente a Petrobras possui três estações de regaseificação, com capacidade total de 41 milhões m³/dia.

Existem, ainda, projetos de novas estações de regaseificação em todas as regiões brasileiras, sendo que as estações localizadas no sul têm capacidade para atender o consumo dessa região do país sem necessidade de grandes investimentos em infraestrutura de transporte e reduzindo o nível de utilização da capacidade do ramal Sul do Gasbol, o que possibilitaria o aumento da oferta de gás natural no Paraná.

No mercado internacional, o preço do gás natural tem se mantido estável, apontando para o equilíbrio entre a oferta e a demanda.

Diante dessa conjuntura, o risco de escassez de gás natural pode ser considerado baixo.

35.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de autorização de geração de energia por fonte eólica estão sujeitos à 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 associadas às incertezas da velocidade de vento, e o não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia.

35.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia em mercado ativo

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia em mercado ativo (NE nº 4.15), com objetivo 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 são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

Baseado nos valores nocionais de R\$ 222.928 para contratos de compra e de R\$ 95.382 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto em 31.12.2018, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de dezembro de 2018, 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 31.12.2018, ajustada pelo risco de crédito.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.12.2018, estão abaixo apresentados.

Consolidado	31.12.2018		
	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	10.748	(6.991)	3.757
Não circulante	4.045	(4.016)	29
	14.793	(11.007)	3.786

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia em mercado ativo

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, tendo em vista principalmente o horizonte de curto prazo para a liquidação dos contratos.

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 31.12.2018. Os resultados obtidos são estes:

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2018	Cenários projetados	
			Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações compra e venda de energia em mercado ativo	Elevação	3.786	31.356	58.926
	Queda	3.786	(23.784)	(51.354)

35.3 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. A meta corporativa estabelecida no planejamento estratégico 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 31.12.2018, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Empréstimos e financiamentos	4.047.307	3.759.505
Debêntures	7.518.131	6.070.978
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.948.409)	(1.040.075)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(124.862)	(1.341)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante)	(119.574)	(112.604)
(-) Caução STN	(89.555)	(75.665)
Dívida Líquida ajustada	9.283.038	8.600.798
Lucro líquido	1.444.004	1.118.255
Equivalência patrimonial	(135.888)	(101.739)
IRPJ e CSLL diferidos	(68.072)	(105.257)
Provisão para IRPJ e CSLL	580.065	379.943
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	438.050	748.440
Depreciação e Amortização	749.179	731.599
Ebitda ajustado	3.007.338	2.771.241
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	3,09	3,10

35.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Empréstimos e financiamentos	903.385	986.112	4.047.307	3.759.505
Debêntures	1.538.080	1.215.481	7.518.131	6.070.978
(-) Caixa e equivalentes de caixa	315.003	56.833	1.948.409	1.040.075
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	123.560	90	124.862	1.341
Dívida líquida	2.002.902	2.144.670	9.492.167	8.789.067
Patrimônio líquido	16.032.925	15.207.842	16.336.214	15.510.503
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,12	0,14	0,58	0,57

36 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
Parte Relacionada / Natureza da operação	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	112.196	85.710	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.445.042	1.516.362	-	-	188.797	90.712	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	10.353	168.405	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	-	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná	-	261	-	-	-	1.165	-	-
Empregados cedidos (b)	1.248	56	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	15.788	28.750	-	-	41.375	40.396	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	181	-	-	-	(1.559)	(1.752)
Entidades com influência significativa								
BNDDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	80.144	59.366	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.208.920	1.576.660	-	-	(131.379)	(140.537)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	17.651	42.675	-	-	(2.625)	(5.242)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	268.286	281.448	-	-	(30.316)	(30.540)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	-	24	273	-	4.200	3.699	(5.227)	(1.783)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	144	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	12.095	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso (NE nº 15.4)	-	38.169	-	-	294	3.513	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	329	320	285	271	4.250	3.792	(14.869)	(13.700)
Dividendos	3.316	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	58	43	-	-	(1.797)	(1.468)
Dividendos	6.033	4.012	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	316	220	-	-	(9.514)	(6.636)
Dividendos	21.470	36.840	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	136	74	-	-	(4.475)	(3.202)
Dividendos	15.869	11.541	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (h)	-	-	212	159	-	-	(6.595)	(3.642)
Dividendos	8.544	7.093	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (h)	-	-	170	-	-	-	(1.618)	-
Dividendos	1.461	2.146	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (h)	5.126	78	-	-	6.600	1.950	-	-
Dividendos	-	3.264	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.436	1.436	-	-	(16.903)	(17.031)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	193	163	-	-	2.668	2.063	-	-
Dividendos	18.071	-	-	-	-	-	-	-
Aquisição de projetos de usinas	-	-	19.461	-	-	-	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	2.226	3.778	-	-	8.051	8.153	(4)	(4)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 32.2)	-	-	-	-	-	-	(27.368)	(28.876)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.725)	(1.690)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	20	38	-	-	299	316	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	312	349	-	-	(15.396)	(16.347)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	968.763	866.103	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	1.601	1.762	-	-	(4.026)	(15.912)

- a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, permite ao Estado do Paraná quitar as contas de energia elétrica de famílias paranaenses de baixa renda (devidamente cadastradas) quando o consumo não ultrapassar o limite de 120 kWh no mês. O benefício é válido para ligações elétricas residenciais de padrão monofásico, ligações rurais monofásicas e rurais bifásicas com disjuntor de até 50 ampères. Também é preciso que o titular não tenha outra conta de luz em seu nome e não tenha débitos em atraso com a Companhia.

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 31.12.2018, 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.

- 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.
- 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 manteve contratos com a Copel de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampicidade, 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 30.1). 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 (NE nº 23).
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção, de prestação de serviço de engenharia e de compartilhamento de instalações com a Copel GeT.
- i)** A Copel DIS mantém Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT com a Caiuá Transmissora de Energia, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.

- 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) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- l) Contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS.
- m) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores.

36.1 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\$ 3.246 (R\$ 3.645 em 2017) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 79.358 (R\$ 49.584 em 2017).

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 31.12.2018	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	64.643	49,0	35.843
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	510.075	49,0	191.133
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	104.570	49,0	58.797
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	968.614	50,1	353.205
(5) Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	550.181	49,0	284.036
(6) Matrinchã Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	203.327	49,0	97.740
(7) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	559.720	24,5	143.925
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	109.102	24,5	26.041
(9) Voltália São Miguel do Gostoso Participações S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	49.424	49,0	26.569
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	60.303	49,0	26.829
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	56.547	49,0	26.827
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	59.234	49,0	25.220
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	55.074	49,0	25.569
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	471.449	49,0	208.101
(15) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	107.059	49,0	49.000
							1.578.835

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

Instituição financeira financiadora:

BNDES: (1) (2) (3) (4) (5) (7) (10) (11) (12) (13) (14)

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança:

Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (3)

Prestado pela Copel: (2) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) (14) (15)

Garantias da operação: penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	31.03.2019	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	30.04.2019	47.000	49,0	23.030
Mata de Santa Genebra	29.11.2019	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	31.08.2019	31.200	49,0	15.288
				121.646

37 Compromissos

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

Consolidado	31.12.2018	31.12.2017
Contratos de compra e transporte de energia	140.638.024	118.588.046
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	214.086	292.601
Construção da usina UHE Colíder	36.303	42.653
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	202.668	193.156
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	40.392	701.191
Obras de telecomunicações	115.710	131.557
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	528.109	161.337
Obrigações de compra de gás	1.339.848	2.346.064

38 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 Nomeados	24.08.2019	2.226.749
Riscos Operacionais - UHE Colíder	01.11.2019	988.398
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	30.11.2019	849.558
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2019	799.290
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2019	770.713
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2019	619.414
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2019	489.357
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2019	395.100
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	10.05.2020	326.712

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2018, de R\$ 3,8748.

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 de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional, 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.

39 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

39.1 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\$ 813.450. Deste valor, R\$ 50.927 correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

Conforme a NE nº 17.1, o total dos aportes na rubrica de investimentos foi de R\$ 645.158 na Controladora e R\$ 87.781 no Consolidado. Nestes montantes está incluso o valor de R\$ 36.224, correspondente a um aumento de capital na controlada em conjunto Voltália São Miguel do Gostoso I, cuja integralização ocorreu mediante a conversão e consequente quitação do contrato de mútuo existente entre a Copel e a mencionada investida.

Por sua vez, de acordo com as informações constantes na NE nº 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 1.455.318. Deste valor, R\$ 71.454 corresponde ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

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

40 Eventos subsequentes

40.1 SPE Uirapuru Transmissora de Energia S.A.

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 a aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE. A Companhia aguarda o cumprimento das condições suspensivas para que em até 15 dias úteis obtenha o controle da empresa.

40.2 Entrada em operação comercial de empreendimentos

Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu

Em 08.02.2019, entrou em operação comercial a primeira unidade geradora, de 116,7 MW de capacidade instalada, conforme Despacho Aneel nº 384/2019, e em 21.02.2019, a segunda unidade geradora, de 116,7 MW de capacidade instalada, conforme Despacho Aneel nº 461/2019.

Usina Hidrelétrica Colíder

Em 09.03.2019 entrou em operação comercial a primeira unidade geradora, de 100 MW de potência instalada, conforme Despacho Aneel nº 673/2019.

Complexo Eólico Cutia e Bento Miguel

Em janeiro de 2019 entrou em operação comercial o parque eólico Paraíso dos Ventos do Nordeste, pertencente ao Complexo Cutia.

Em janeiro e fevereiro de 2019 entraram em operação os parques eólicos do Complexo Bento Miguel, exceto São Bento do Norte III que encontra-se em comissionamento.

SPE Mata de Santa Genebra

Em 25.02.2019 foram concluídas todas as etapas programadas para o período de operação em testes da subestação Santa Bárbara d'Oeste, pertencente à SPE Mata de Santa Genebra, permitindo o funcionamento em regime de operação comercial dessa subestação. A SPE Mata de Santa Genebra ainda aguarda a emissão do Termo de Liberação Provisória (TLP) por parte do ONS, sem prejuízo da data já iniciada da operação comercial. O TLP proporcionará à SPE Mata de Santa Genebra o recebimento de uma parcela da Receita Anual Permitida - RAP, relacionada à subestação Santa Bárbara d'Oeste, no montante de R\$ 10.800. A RAP total prevista para o empreendimento é de R\$ 233.800.

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

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

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL ("COPEL" ou "Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia Paranaense de Energia – COPEL em 31 de dezembro de 2018, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro ("International Financial Reporting Standards - IFRS"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board - IASB".

Base para opinião

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

Principais assuntos de auditoria

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

A Deloitte refere-se a uma ou mais entidades da Deloitte Touche Tohmatsu Limited, uma sociedade privada, de responsabilidade limitada, estabelecida no Reino Unido ("DTTL"), sua rede de firmas-membro, e entidades a ela relacionadas. A DTTL e cada uma de suas firmas-membro são entidades legalmente separadas e independentes. A DTTL (também chamada "Deloitte Global") não presta serviços a clientes. Consulte www.deloitte.com/about para obter uma descrição mais detalhada da DTTL e de suas firmas-membro.

A Deloitte oferece serviços de auditoria, consultoria, assessoria financeira, gestão de riscos e consultoria tributária para clientes públicos e privados dos mais diversos setores. A Deloitte atende a quatro de cada cinco organizações listadas pela Fortune Global 500®, por meio de uma rede globalmente conectada de firmas-membro em mais de 150 países, trazendo capacidades de classe global, visões e serviços de alta qualidade para abordar os mais complexos desafios de negócios dos clientes. Para saber mais sobre como os cerca de 286.200 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Reconhecimento de receita

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.12 e nº 31 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a receita da Companhia e de suas controladas decorre substancialmente da distribuição, geração, transmissão e comercialização de energia elétrica. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude da complexidade na captura, no processamento e no registro das transações, da dependência dos sistemas de tecnologia da informação e dos respectivos controles internos envolvidos no processo de reconhecimento da receita da Companhia e de suas controladas.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo da Administração para mensurar o montante da receita a ser reconhecida nas demonstrações financeiras; (b) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para reconhecimento de receita; (c) teste, em base amostral, sobre a ocorrência, integridade e exatidão das receitas reconhecidas pela Copel e por suas controladas, bem como se elas foram contabilizadas no período de competência correto, com base na estimativa elaborada pela Administração, incluindo a avaliação da estimativa de receita não faturada; (d) teste, em base amostral, sobre a exatidão da emissão de faturas; (e) teste, em base amostral, de recebimentos subsequentes de faturas; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionadas aos processos de revisão de receita não faturada de geração e transmissão e do reconhecimento da receita de telecomunicações e comercialização de energia, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados.

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

Perdas estimadas para redução ao valor recuperável ("impairment") de ativos imobilizados

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.10 e nº 18.7 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas realizam anualmente análise de indicadores de desvalorização ("impairment") e, caso necessário, efetuam mensurações do valor recuperável, a fim de concluir sobre a necessidade de provisão para perdas ao valor recuperável de ativos imobilizados. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto grau de julgamento empregado pela Administração para mensurar a provisão para perdas, que requer a utilização de conhecimento técnico e do histórico das operações da Companhia e de suas controladas, e a realização de projeções dos resultados futuros, a fim de mensurar o valor em uso dos referidos ativos.

Para responder a este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre a análise de recuperação dos ativos; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação e mensuração do valor recuperável das unidades geradoras de caixa da Companhia e de suas controladas; (c) envolvimento dos nossos especialistas em avaliação financeira para nos auxiliar na avaliação da adequação do modelo utilizado pela Administração para mensurar a recuperação dos ativos (fluxo de caixa descontado), especificamente com referência à taxa de desconto e adequação do modelo de valorização; (d) avaliação das principais premissas de negócio utilizadas no modelo de fluxo de caixa descontado, mais especificamente relacionados à receita projetada, aos custos estimados e aos custos para conclusão dos empreendimentos ainda em construção; e (e) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração da provisão para perdas ao valor recuperável ("impairment") de ativos imobilizados, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e ambientais

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.11 e nº 29 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas são rés em uma série de processos judiciais relacionados a discussões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto julgamento necessário para determinar os prognósticos de perda, mensurar a provisão para riscos e elaborar as divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, sendo necessárias a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia e de suas controladas e a análise de jurisprudências aplicáveis e individualizadas dos processos pela Administração.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na determinação dos prognósticos de perda e mensuração das provisões para riscos; (b) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles e os sistemas informatizados utilizados pela Administração para controlar e avaliar os riscos existentes; (c) teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Administração para determinação dos prognósticos de perda e mensuração das provisões para riscos; (d) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do prognóstico do risco de perda para a Companhia e suas controladas, incluindo o valor envolvido; (e) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento dessas estimativas, contando com o auxílio de nossos especialistas tributários e ambientais e análise de evidências contraditórias; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências no controle interno relacionadas aos processos de revisão dos riscos judiciais relacionados a discussões trabalhistas, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a provisão para riscos estimada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Ativos de contrato - Transmissão

Conforme divulgado na nota explicativa nº 4.18 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em virtude da adoção do pronunciamento técnico IFRS 15/CPC 47 – Reconhecimento de Receitas em Contratos de Clientes, a Companhia, através de sua controlada Copel Geração e Transmissão, revisou o tratamento contábil dado ao ativo financeiro de concessão de transmissão e concluiu que a partir de 1º de janeiro de 2018 este passaria a ser mensurado e classificado de acordo com este pronunciamento e não mais de acordo com a interpretação técnica IFRIC 12/ICPC 01 – Contratos de Concessão. Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a relevância dos saldos envolvidos e o alto grau de julgamento e complexidade na determinação dos fatores e das premissas por parte da Administração, atreladas principalmente ao processo de adoção da nova prática contábil, no momento em que a Companhia obtém o controle do ativo e a mensuração do ativo de contrato de concessão e quando as obrigações de performances são satisfeitas.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia relacionados à mensuração do ativo de contrato de concessão, bem como sobre os novos controles implementados pela Administração à luz do novo pronunciamento”; (ii) discussão das premissas utilizadas na mensuração do ativo de contrato de concessão com a Administração da Companhia; (iii) obtenção das planilhas de mensuração preparadas pela Companhia para confronto com os registros efetuados no sistema contábil, com a adequada mensuração e classificação do ativo de contrato de concessão; (iv) recálculo do ativo de contrato de concessão; (v) leitura e análise dos contratos de concessão; (vi) análise das políticas contábeis da Administração em comparação com os requerimentos do IFRS 15/CPC 47; e (vii) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a adoção da nova prática de mensuração e classificação do ativo de contrato de concessão, realizada pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Valor justo em operações de compra e venda de energia em mercado ativo

Conforme divulgado na nota explicativa nº 4.15 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia, através de sua subsidiária integral Copel Comercialização S.A., possui contratos de comercialização de energia com características de negociação, nos quais não há compromisso de combinar uma compra com um contrato de venda e que a Companhia tem certa flexibilidade para gerenciar os contratos nesta carteira com o objetivo de obter ganhos por variações nos preços de mercado, considerando as suas políticas e limites de risco. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto julgamento necessário por parte da Administração para mensurar o valor justo dos contratos de compra e venda de energia com posições futura em 31 de dezembro de 2018, sendo necessárias a utilização de conhecimento técnico e de mercado pela Companhia.

Para responder a este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre os contratos de comercialização de energia e sobre a mensuração do valor justo dos contratos de compra e venda de energia da carteira de negociação; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação dos contratos de compra e venda de energia pertencentes à carteira de negociação e mensuração do valor justo de tais contratos na data das demonstrações financeiras; (c) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento do valor justo e análise de evidências contraditórias; e (d) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração do valor justo das operações de compra e venda de energia da carteira de negociação da Companhia, através de sua subsidiária integral Copel Comercialização S.A., assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado ("DVA") referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

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

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

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

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

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

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

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

Curitiba, 28 de março de 2019

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" PR

Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

1. APRESENTAÇÃO E INFORMAÇÕES GERAIS

O Comitê de Auditoria Estatutário – CAE da Copel está previsto na Seção I do Capítulo V do Estatuto Social, sendo composto por cinco membros, Conselheiros de Administração, em sua maioria independentes, conforme legislação aplicável. As características, composição, funcionamento e competências do Colegiado são estabelecidas em Regimento Interno específico. Este Comitê assessora e reporta-se ao Conselho de Administração – CAD, ao qual está diretamente vinculado.

Dentre as principais atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário estão a de zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de Auditoria Independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; pela atuação e qualidade do trabalho da Auditoria Interna; e pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

A pedido do CAE, foi desenvolvido em 2018, pela consultoria PricewaterhouseCoopers – PwC, em conjunto com a Auditoria Interna da Copel, um plano de trabalho para apoiar as atividades do CAE, considerando legislação vigente, normativas internas e as boas práticas de mercado. Para estudo e desenvolvimento desse plano, a PwC utilizou a seguinte metodologia de trabalho: Mapeamento das responsabilidades do CAE; Plano para atender as responsabilidades; Referências de *benchmarks*; Aspectos sobre treinamentos; e Discussões com o Colegiado. Como resultado, a consultoria apresentou Plano de Trabalho listando as exigências e recomendações para atuação do CAE, bem como um cronograma para a execução destas atividades ao longo de um ano. A estrutura desse cronograma contempla os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei 13.313/2016, Lei *Sarbanes-Oxley* – SOx 301/407, Instrução CVM 509, e boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão; e a distribuição desses temas ao longo do ano.

A Auditoria Independente, atualmente Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes – Deloitte, é responsável pela auditoria das Demonstrações Contábeis e deve assegurar que estas apresentem, de forma adequada, a posição patrimonial e financeira da Companhia – Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, CTE, REN, COM, e Eólicas) e controladas – de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a legislação societária brasileira, as normas da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, já adequadas aos padrões internacionais de contabilidade, e as normas editadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações – Anatel. Além disso, a Deloitte também é responsável por avaliar o ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais, uma vez que estas são sujeitas à Lei americana Sarbanes-Oxley - SOx.

O Comitê de Auditoria Estatutário elaborará anualmente o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário contendo as seguintes informações: (i) suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; (ii) avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; (iii) descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando as não acatadas e justificativas para tanto; (iv) avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando inclusive o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e (v) avaliação das demonstrações contábeis e financeiras, com ênfase na aplicação

das práticas contábeis adotadas no Brasil e no exterior, além do cumprimento de normas editadas por agências reguladoras, registrando as divergências e eventuais deficiências.

2. HISTÓRICO DA COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Criado, inicialmente, para adequação da Companhia às exigências contidas na Lei *Sarbanes-Oxley* – *SOx*, que regulamenta a atuação das empresas abertas que possuem ações em negociação na bolsa de valores NYSE dos Estados Unidos, o Comitê de Auditoria, vinculado ao Conselho de Administração, atua desde maio/2005. Com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada na 195ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, de 07.06.2017, o Colegiado passou a se denominar Comitê de Auditoria Estatutário – CAE.

Em 2018, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato abril/2017 a abril/2019: Conselheiros Mauricio Schulman (como Presidente); Leila Abraham Loria, Marco Antônio Barbosa Cândido, Olga Stankevicius Colpo e Rogério Perna. O Sr. Rogério Perna era o especialista financeiro e de contabilidade societária do CAE, em obediência à legislação brasileira e norte-americana até sua renúncia, acatada em 12.09.2018 pela 182ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração. Atualmente, o CAE é constituído pelos seguintes Conselheiros de Administração: Mauricio Schulman (como Presidente); Leila Abraham Loria, Marco Antônio Barbosa Cândido e Olga Stankevicius Colpo.

Cabe destacar que todos os membros do CAE são considerados conselheiros independentes pelos critérios da Lei Federal nº 13.303/2016 e atendem aos requisitos de independência impostos pela *Securities and Exchange Commission* – *SEC* e pela *New York Stock Exchange* – *NYSE*.

3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2018

3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

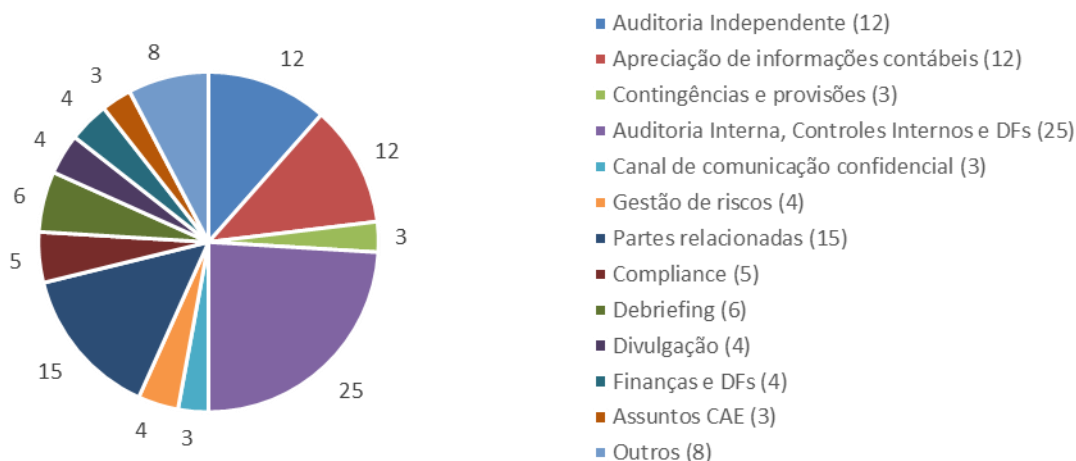
As pautas das reuniões realizadas em 2018 foram baseadas no Plano de Trabalho elaborado para o Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para a discussão do Colegiado ao longo do ano, distribuído em, no mínimo, 12 reuniões e 99 pautas: apreciação de informações contábeis; auditoria externa; canal de comunicação confidencial; capacitação; *compliance*; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários; partes relacionadas; regimento interno CAE; e regulamentos de independência CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2018, foram realizadas 18 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, que contemplaram 104 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Gerentes, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo CAE foram devidamente formalizadas em atas. Foram relatados mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração – CAD os principais temas tratados nas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da Companhia e suas subsidiárias, controladas e coligadas, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram registrados de forma resumida nas atas do Conselho de Administração.

PAUTAS POR TEMAS:

O resumo do alcance das pautas realizadas é o seguinte:



3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2018, foram 12 pautas com participação da Auditoria Independente, contempladas em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2018; a análise dos assuntos significativos endereçados pelo Auditor Independente; o monitoramento de status dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências apontadas pela auditoria independente ao longo de período de 2018; e indagação sobre conhecimento de fraudes e os processos adotados para mitigação.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência dos auditores independentes. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Independente, concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à auditoria independente.

3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

No decorrer de 2018, foram realizadas 12 pautas tendo como objeto as demonstrações contábeis, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram contratação de outros serviços que possam ser prestados por empresas de Auditoria Independente que estejam auditando as demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; revisão das políticas, práticas e princípios de contabilidade utilizados pela Copel na elaboração das demonstrações contábeis e financeiras, em especial os novos pronunciamentos contábeis - CPC47 – Receita de Contrato com Cliente e CPC48 – Instrumentos Financeiros; a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2017; a revisão preliminar das Demonstrações

Financeiras Intermediárias – 1º, 2º e 3º Trimestres de 2018; a reapresentação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras de 2017, com apresentação do Parecer da Deloitte, sem ressalvas; a ratificação da Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2017 e para Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade; a revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes ao 1º, 2º e 3º Trimestres de 2018; e a reapresentação das Demonstrações Financeiras Intermediárias referentes aos 1º, 2º e 3º Trimestres de 2017.

O Comitê discutiu com os Auditores Independentes os resultados dos trabalhos, os Principais Assuntos de Auditoria descritos em seu relatório e as suas conclusões sobre a auditoria das referidas demonstrações financeiras, cuja opinião se apresenta sem ressalvas. Os principais pontos discutidos também se relacionaram com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e, ainda, com recomendações e demais apontamentos nos relatórios de controles internos e apresentação das demonstrações financeiras. O Comitê verificou que as Demonstrações Financeiras da Companhia – Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais e controladas – estão apropriadas em relação às práticas contábeis e à legislação societária brasileira, bem como às normas editadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações – Anatel, bem como às normas da Comissão de Valores Mobiliários – CVM e com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*, e das normas emitidas pela *Securities and Exchange Commission – SEC* e Lei *Sarbanes-Oxley – SOx*.

3.4. CONTINGÊNCIAS E PROVISÕES

No decorrer de 2018, foram realizadas 03 pautas tendo como objeto contingências e provisões, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram a apresentação dos critérios de classificação das contingências e de informações com relação às provisões da Companhia e às ações que estão sendo realizadas para melhoria dos processos jurídicos; e os critérios de classificação das contingências jurídicas.

É importante destacar que as contingências judiciais (e administrativas) passivas e suas respectivas provisões foram analisadas e discutidas em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário com a área Jurídica, Contabilidade, e a área de Conformidade e Controles Internos, além dos Auditores Independentes. Foi solicitado pelo Comitê de Auditoria Estatutário a revisão dos critérios utilizados para classificação do prognóstico de êxito e a estimativa de valores dos processos administrativos e judiciais e com isso nortear o provisionamento contábil dos valores em discussão.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a contingências e provisões.

3.5. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2018, foram 19 pautas tratadas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Neste período, o Comitê fez o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna e verificação de suas recomendações, aprovou o Relatório Anual de Atividades da Auditoria Interna – Raint 2017 e o Plano Anual da Auditoria Interna – Paint 2018/2019; efetuou a avaliação dos procedimentos para formalização dos débitos a favor de escritório contratado mediante Termo de Ajuste de Conta - TAC referente a processo arbitral; tomou conhecimento do Projeto de Certificação da Auditoria Interna, com apresentação do cronograma e informações gerais; acompanhou trabalhos especiais da Auditoria Interna, teve informações e efetuou aprovações no âmbito do Programa de Gestão da Qualidade e Melhoria

continua – PGQM/Certificação Internacional da Auditoria Interna; aprovou a adequação do Regulamento da Auditoria Interna e do Regimento Interno do Comitê de Auditoria Estatutário às Normas Internacionais para a Prática Profissional de Auditoria Interna; e teve ciência da avaliação da Auditoria Interna sobre a Gestão de Riscos na Companhia e sobre os trabalhos relativos à Lei *Sarbanes-Oxley* – SOx.

Especificamente em relação à certificação internacional da Auditoria Interna, o CAE analisou e validou as ações implementadas nesse sentido. Também recomendou fortemente o reforço das ações da Companhia para identificação de problemas, garantindo uma atuação independente da Auditoria Interna no desenvolvimento de suas atividades.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência da auditoria interna. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Interna, concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2018.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a auditoria interna.

3.6. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2018, foram 06 pautas tratadas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Neste período, o Comitê recebeu reporte dos trabalhos relativos a controles internos; realizou a análise preliminar do Relatório de Controles Internos e do documento já em forma final; e recebeu a atualização do status de auditoria, pela Deloitte, desses Controles Internos.

A metodologia adotada pela Companhia para a análise dos controles internos está em consonância com a estrutura do *Internal Control – Integrated Framework*, definido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*, e com a Lei *Sarbanes-Oxley* – SOx. A Administração da Companhia é responsável pela implantação de políticas, procedimentos, processos e práticas de controles internos que propiciem a salvaguarda de ativos, o tempestivo reconhecimento de passivos, a aderência às regras e a integridade e precisão das informações. A Auditoria Interna é responsável por aferir o grau de atendimento ou observância, por todas as áreas da Companhia, dos procedimentos e práticas de controles internos e que estes se encontrem em efetiva aplicação.

Em 2018, o CAE acompanhou regularmente a revisão de todos os controles internos da Companhia que resultou em plano de ação diferenciado para 2019. O Colegiado também estimulou e validou a criação de instrumentos de controle (Políticas Internas, Normas Administrativas, entre outros) para assegurar o bom andamento das atividades da Companhia, inclusive extensivos a suas empresas controladas e coligadas.

Embora o tema tenha sido tratado em pautas específicas, o assunto permeia os demais itens da pauta de trabalho do Colegiado, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

3.7. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS

No decorrer de 2018, foram 03 pautas da Ouvidoria e Canal de Denúncias tratadas em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o acompanhamento do Canal de Denúncias e a

atualização da Política do Canal de Denúncias para adequação ao Informe de Governança Corporativa - Instrução CVM nº 586/2017.

O CAE também acompanhou, ao longo do ano, em reuniões específicas, denúncias recebidas pelo Canal que tiveram tratamento, através da Auditoria Interna, mais intensivo de investigação em função de sua natureza.

No primeiro trimestre de 2018 houve a contratação, por meio do Pregão Presencial, de empresa para serviços de implantação e manutenção de Canal de Denúncia, tendo como arrematante a proponente Ernst & Young. Uma das justificativas para contratação é a modernização da ferramenta, disponibilizando o acesso também via web, e a terceirização do recebimento de denúncias. As boas práticas de Governança Corporativa apontam que com a terceirização há uma melhoria na percepção da garantia de anonimato ao denunciante. Assim, influenciado por um processo de comunicação e educação desenvolvido pela Companhia, o público passa a perceber riscos e comunicar a empresa por meio de relatos.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a ouvidoria e canal de denúncias.

3.8. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS

No decorrer de 2018, foram 04 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos tratadas em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram a revisão da Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos da Companhia; e o reporte dos trabalhos relativos à gestão de riscos.

O CAE com o intuito de reforçar a qualidade da matriz de riscos, determinou que fosse adicionada à Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos a necessidade de análise trimestral, por parte do Comitê, da matriz de Riscos e os planos de mitigação decorrentes.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a gestão e monitoramento de riscos.

3.9. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

O Comitê de Auditoria Estatutário tem como uma de suas atribuições "avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia".

No decorrer de 2018, foram 15 pautas de transações com partes relacionadas tratadas em reuniões do CAE. Essas pautas abordaram, além da recomendação para aprovação das transações em si, a revisão da Política de Transações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses; e o monitoramento das operações/transações com Partes Relacionadas.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a transações com partes relacionadas.

3.10. OUTRAS ATIVIDADES

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria Estatutário tratou de outras pautas em reuniões periódicas, relacionadas aos assuntos já indicados neste relatório e demais assuntos indicados em

Plano de Trabalho do CAE, os quais são *compliance*; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; monitoramento das deliberações; orçamento; regimento interno CAE; e regulamentos de independência CAE. Ainda, os demais assuntos indicados também foram contemplados, quando aplicável, nas demais pautas indicadas anteriormente neste relatório.

Nestas pautas foram tratadas Políticas Internas da Companhia, como: de aplicação financeira, de investimentos, de contratação de serviços de auditoria independente, de integridade e atualização do programa de integridade.

Em relação a controladas e coligadas, o CAE, de forma intensiva durante o ano, fez o acompanhamento do processo de investigação realizado no âmbito da UEG Araucária Ltda. – UEGA, tendo frequentemente debatido o assunto e apresentado recomendações à Administração. Os reportes mensais sobre o andamento da questão continuam sendo realizados regularmente ao Colegiado, para monitoramento das providências em andamento.

O CAE também apreciou informações sobre a revisão do Código de Conduta da Companhia e aprovou o Regimento Interno do Comitê e suas eventuais alterações, bem como o Calendário anual de reuniões para 2019.

No âmbito de sua programação para 2019, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu Plano de Trabalho, preparado pela consultoria PricewaterhouseCoopers – PwC para o Comitê, além de analisar os resultados das avaliações de desempenho do Colegiado – 2017, também conduzida pela PwC.

4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Comitê de Auditoria Estatutário reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria Estatutário emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

4.2. ALTA ADMINISTRAÇÃO - DIRETORIA EXECUTIVA E GERENTES

Para todas as reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Gerentes das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também ocorre destas Gerências Executivas, através de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA

- Desenvolvimento de Plano de Remediação das deficiências materiais nos controles internos da Companhia apontadas pelos Auditores Independentes, por ocasião da execução dos trabalhos de auditoria relativos ao exercício social de 2017 e relacionados aos seguintes assuntos: **a.** Controles internos ineficazes no monitoramento e autorizações de certas transações em subsidiárias não integrais; **b.** Controles internos ineficientes sobre relatórios financeiros relacionados à contabilização de títulos e valores mobiliários/investimentos e impostos sobre ativos regulatórios; **c.** Implantação ineficaz de controles,

políticas e procedimentos gerais de tecnologia da informação (TI) sobre acesso de usuários, segregação de funções e gerenciamento de mudanças em subsidiárias não integrais; **d.** Controles ineficazes sobre a aprovação de determinados tipos de entradas contábeis manuais; **e.** Controles ineficazes sobre estimativas utilizadas na análise de *impairment*; **f.** Controles ineficazes na identificação de processos relacionados à contabilização de provisão para riscos.

Para cada uma destas deficiências citadas foi estabelecido um Plano de Ação pela diretoria competente responsável que foram descritos no Formulário 20F, o qual exige a indicação de Plano de Ação quando existe deficiência material apontada pelo Auditor Independente. O Formulário 20F é requerido anualmente pela Securities and Exchange Commission - SEC para empresas estrangeiras com negociação de capital aberto nas bolsas de valores dos Estados Unidos. Neste formulário são arquivados, por exemplo, relatórios contendo informações relevantes sobre as demonstrações financeiras e aspectos sobre governança corporativa. Os Planos de Ação apresentados no Formulário 20F foram amplamente discutidos no âmbito das Diretorias envolvidas, bem como com especialistas das áreas da Companhia. Foi criado um comitê de monitoramento das ações de remediação para as deficiências materiais e significativas apontadas pela Auditoria Independente, Deloitte, com a presença do Diretor Presidente e de Diretores responsáveis pelos Planos de Ação. O CAE passou, desde então, a fazer acompanhamento mensal do status dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências apontadas pela Auditoria Independente.

- Recomendada a implementação pela Auditoria Interna do Projeto de Certificação de *Quality Assessment* (Certificação da Auditoria Interna).

A partir de agosto/2018, a Auditoria Interna estabeleceu cronograma de implantação da certificação, com prazo de conclusão previsto para março/2019, com a Emissão do Certificado da Avaliação de Qualidade realizada pelo Instituto dos Auditores Internos do Brasil.

- Verificação da aderência da Companhia à Lei Federal 13.303/2016 e providências pertinentes para assegurar, também, a aderência das empresas coligadas e/ou controladas à citada Lei Federal e às novas legislações vigentes.

A Companhia promoveu os ajustes necessários em seus documentos societários e internos para aderência ao previsto na Lei, inclusive contratou a PricewaterhouseCoopers – PwC para desenvolver um plano de trabalho para o CAE adequado às novas legislações vigentes, inclusive à Lei 13.303/2016. O plano de trabalho já está incorporado às rotinas do Colegiado, sendo monitorada sua execução pela Secretaria de Governança Societária – SEC.

Adicionalmente, a Secretaria de Governança Societária – SEC também realiza para o Colegiado o acompanhamento/monitoramento deliberações de reuniões passadas, deixando as informações à disposição dos membros do CAE em ambiente virtual de acesso restrito, mensalmente, sempre antes das reuniões ordinárias.

- Desenvolvimento de um plano de implementação e de manutenção dos preceitos previstos no Código de Conduta da Copel, para garantir que os colaboradores conheçam e sigam as diretrizes estabelecidas pelo Código.

A Companhia realizou palestras com a participação de empregados e terceirizados com temas sobre o Código de Conduta e Canal de Denúncia, conduzidas pela Coordenação de Integridade Corporativa, quando enfatizou a posição da Copel ao valorizar o diálogo transparente e o relacionamento ético com seus diversos públicos, com destaque para os fornecedores da Companhia. Foram entregues exemplares do Código de Conduta nas ocasiões. Também passaram a ser emitidos por correio interno “Alertas de Compliance” para todos os empregados da Companhia, dentre os mais variados temas, tendo como foco principal questões obrigatórias e processos sensíveis em cada âmbito de atuação.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Companhia – Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2018. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2018, no Relatório Anual 2018, recomendando a sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 28 de março de 2019

MAURICIO SCHULMAN

LEILA ABRAHAM LORIA

MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO

OLGA STANKEVICIUS COLPO

**PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE O RELATÓRIO ANUAL
DA ADMINISTRAÇÃO E AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REFERENTES AO
EXERCÍCIO DE 2018 E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO DO
LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2018**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2018, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas e a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2018. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos Conselheiros e discutidas com a administração previamente. Com base nos trabalhos e discussões desenvolvidos ao longo do exercício, nas análises e entrevistas efetuadas, nos acompanhamentos e esclarecimentos prestados pela Administração e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas, emitido sem ressalvas, os conselheiros fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não esteja refletido nas referidas Demonstrações Financeiras e opinam que referidas Demonstrações estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de acionistas.

Curitiba, 28 de março de 2019

ROBERTO LAMB
Presidente

CLEMENCEAU MERHEB CALIXTO

DAVID ANTONIO BAGGIO BATISTA

GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM Nº 480/2009, em vigor a partir de 1º.01.2010, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2019, aprovado na 184ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 07.11.2018, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão (a)	768.494
Distribuição	835.000
Telecomunicações	290.193
Empreendimentos Eólicos (b)	66.474
Outros (c)	7.146
TOTAL	1.967.307

(a) Inclui os empreendimentos SPE Bela Vista (Ger) e SPE Uirapuru (Tra)

(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos e São Bento Energia.

(c) Inclui Holding, Copel Comercialização, entre outros

FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros	484.000
Novas captações - BNDES	279.000
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	205.000
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	1.483.307
TOTAL	1.967.307

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 76.483.817/0001-20, para fins do disposto nos incisos V e VI, parágrafo 1º, do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, declaramos que:

I. revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da Copel referentes ao exercício social findo em 31.12.2018; e

II. revimos, discutimos e concordamos com demonstrações financeiras da Copel referentes ao exercício social findo em 31.12.2018.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 28 de março de 2019

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretor de Gestão Empresarial

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

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de Relações
Institucionais

Vicente Loiacono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance