



**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
2017**



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

2017

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. PERFIL ORGANIZACIONAL	5
2. GOVERNANÇA CORPORATIVA	10
2.1.Gestão de Governança, Risco e Compliance	10
2.2.Estrutura de Governança	11
2.3.Práticas de Integridade	13
2.4.Gestão da Sustentabilidade	15
3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	18
3.1.Análise macroeconômica	18
3.2.Ambiente regulatório	19
3.3.Segmentos de Negócios	25
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	43
4.1.Receita Operacional Líquida	43
4.2.Custos e Despesas Operacionais.....	45
4.3.EBITDA ou LAJIDA	47
4.4.Resultado Financeiro	48
4.5.Valor Adicionado	48
4.6.Endividamento	49
4.7.Lucro Líquido	50
4.8.Inadimplência de Consumidores	51
4.9.Programa de Investimentos.....	52
4.10.Pesquisa & Desenvolvimento - P&D.....	52
4.11.Programa de Eficiência Energética – PEE.....	53
5. RECURSOS HUMANOS	54
5.1.Gestão de pessoas	54
6. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL.....	58
6.1.Fornecedores.....	58
6.2.Clientes	58
6.3.Comunidade e Meio Ambiente	59
7. BALANÇO SOCIAL.....	68
8. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA.....	71

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

O ano de 2017 comprovou, mais uma vez, a enorme resiliência do setor elétrico brasileiro às crises conjunturais. A abertura da discussão de novo marco regulatório e a incipiente recuperação econômica alimentam a expectativa do fim de um longo inverno – no setor elétrico como na macroeconomia.

A Copel respondeu aos desafios do período em linha com as expectativas do mercado: com disciplina financeira, programa agressivo de redução de custos e aposta na consolidação de sua governança. São estes os pilares de uma gestão que já começou a colher frutos, seja por meio da blindagem institucional que garantirá a perenidade de seus negócios, seja pelos resultados positivos em todas as áreas em que atua.

Nossa área de governança e *compliance*, estruturada há um ano como diretoria, teve enorme mérito no recente reconhecimento, pela organização Transparência Internacional, de nossas práticas de prevenção à corrupção e em prol da transparência, *benchmarks* entre as estatais brasileiras.

O reconhecimento de um ano de importantes feitos em nome de nossos compromissos de longo prazo, sendo o mais significativo o convite da Organização das Nações Unidas - ONU, em outubro, para sedirmos o primeiro centro regional do Programa Cidades do Pacto Global, posto avançado de articulação de programas que vão contribuir para o desafio global dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável - ODS, em alinhamento com a estratégia do Governo do Paraná para promover a Agenda 2030 em todos os 399 municípios do Estado.

No mesmo mês de outubro, passamos a integrar a lista das 150 melhores empresas para trabalhar do Brasil, do Guia Você S/A, levantamento que atesta a dedicação e o profissionalismo de cada um de nossos mais de oito mil empregados, e que é resultado de sua percepção sobre as melhorias implementadas, nos anos recentes, na gestão de pessoas.

Feitos como esses garantiram mais uma vez nossa presença nos seletos índices de sustentabilidade da B3; o ISE; no FTSE4Good; da Bolsa de Londres; e o MSCI ESG, da Morgan Stanley - avaliações que nos situam entre as mais comprometidas empresas do setor mundial de *utilities*.

Em termos econômico-financeiros, temos sido bem sucedidos por meio da renegociação de dívidas de curto prazo e dos fortes investimentos realizados, mesmo em cenário de crise, para concluir a construção e iniciar a geração de receita de uma série de empreendimentos de grande porte já em 2018: as hidrelétricas de Baixo Iguaçu e Colíder, além do Complexo Eólico Cutia, que somam 720 MW de potência instalada, e mais de 1.200 km da linha de transmissão Araraquara II-Taubaté, entre São Paulo e Bateias.

Em 2017, também teve início programa de obras entre o Paraná e Santa Catarina no valor de R\$ 500 milhões e foram concluídas as linhas Londrina – Assis e Figueira – Ponta Grossa Norte, importantes para o intercâmbio de energia entre as regiões Sul e Sudeste. Nossos ativos de transmissão superam atualmente 4,4 mil km de linhas por todo o Brasil.

No segmento de distribuição, temos sido bem sucedidos na pesquisa e aplicação de novas tecnologias para monitoramento e automação das redes, principalmente no interior do Paraná. Mesmo em cenário de crise e redução de consumo, a inovação tem nos permitido reduzir custos e promover os índices de qualidade de fornecimento a patamares inéditos no Estado.

Paralelamente à implementação imediata de soluções de redes inteligentes – que vêm aproximando a qualidade de energia fornecida a áreas rurais e urbanas no âmbito do programa Mais Clic Rural – destacam-se o lançamento de chamada pública para parcerias com *startups* e pesquisas em curso nas áreas de armazenamento de energia e mobilidade elétrica, que desde já antecipam a visão da Copel de atuar, no futuro próximo, como operadora de sistema estadual de geração distribuída.

Razão de ser de nossa concessionária de distribuição, a satisfação dos clientes com os serviços da Copel liderou, pela sexta vez em sete anos, a pesquisa de percepção do Prêmio Abradee. Do mesmo modo, pela quinta vez em sete anos, conquistamos o título de melhor distribuidora da América Latina na opinião do consumidor.

Além do significativo e contínuo investimento em distribuição nos últimos anos – mais de R\$ 4 bilhões desde 2011 – contribui para a força de nossa marca junto aos clientes o desempenho de nossa subsidiária de telecomunicações. A satisfação dos clientes com a Copel Telecomunicações, conquistada por uma internet de varejo em fibra óptica que é a mais rápida do País, reflete a excelência de gestão que temos conseguido imprimir recentemente na Copel, e cujos resultados se expressam no relatório a seguir.

Curitiba, 14 de maio de 2018.

Boa leitura.

Jonel Nazareno Lurk

1. PERFIL ORGANIZACIONAL

A Copel foi criada em outubro de 1954 e é a maior empresa do Paraná. 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 elétrico, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição, e um moderno sistema óptico 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⁾	3,7	^{(2) (3)} 23,8	^{(2) (3)} 52,7
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	2,2	10,9	22,3
Distribuição de energia elétrica ⁽⁵⁾	⁽⁶⁾ 6,2	⁽⁶⁾ 33,8	⁽⁷⁾ 97,6
Distribuição de gás ⁽⁷⁾	3,2	25,3	100

⁽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 - dados preliminares

⁽⁷⁾ Dado estimado

• Prêmios e certificações em 2017

Prêmios / Certificações	Certificador
Prêmio Abradee - Responsabilidade Social	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Prêmio Abradee de Avaliação do Cliente - Melhor distribuidora do Brasil	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
Prêmio - Melhor Distribuidora (categoria ouro)	<i>Comisión de Integración Energética Regional</i> - CIER América Latina
Selo Clima Paraná Ouro	Governo do Estado do Paraná
Prêmio - 150 Melhores empresas para trabalhar	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
Selo Sesi ODS - Reconhecimento das práticas em prol dos objetivos de desenvolvimento sustentável	Sesi Paraná
Reconhecimento pelas boas práticas referentes aos objetivos do desenvolvimento sustentável	Organização das Nações Unidas - ONU
Prêmio IASC Brasil - Concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras	Aneel
Prêmio IASC Sul - Concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras	Aneel
Prêmio - Melhores empresas para trabalhar (9º lugar no Paraná)	<i>Great Place to Work</i>
Prêmio - Melhores em gestão	Fundação Nacional da Qualidade (FNQ)

• Referencial Estratégico

As diretrizes expressas no referencial estratégico da Companhia balizam sua gestão e orientam todas as ações e decisões internas e externas. São elas:

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

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

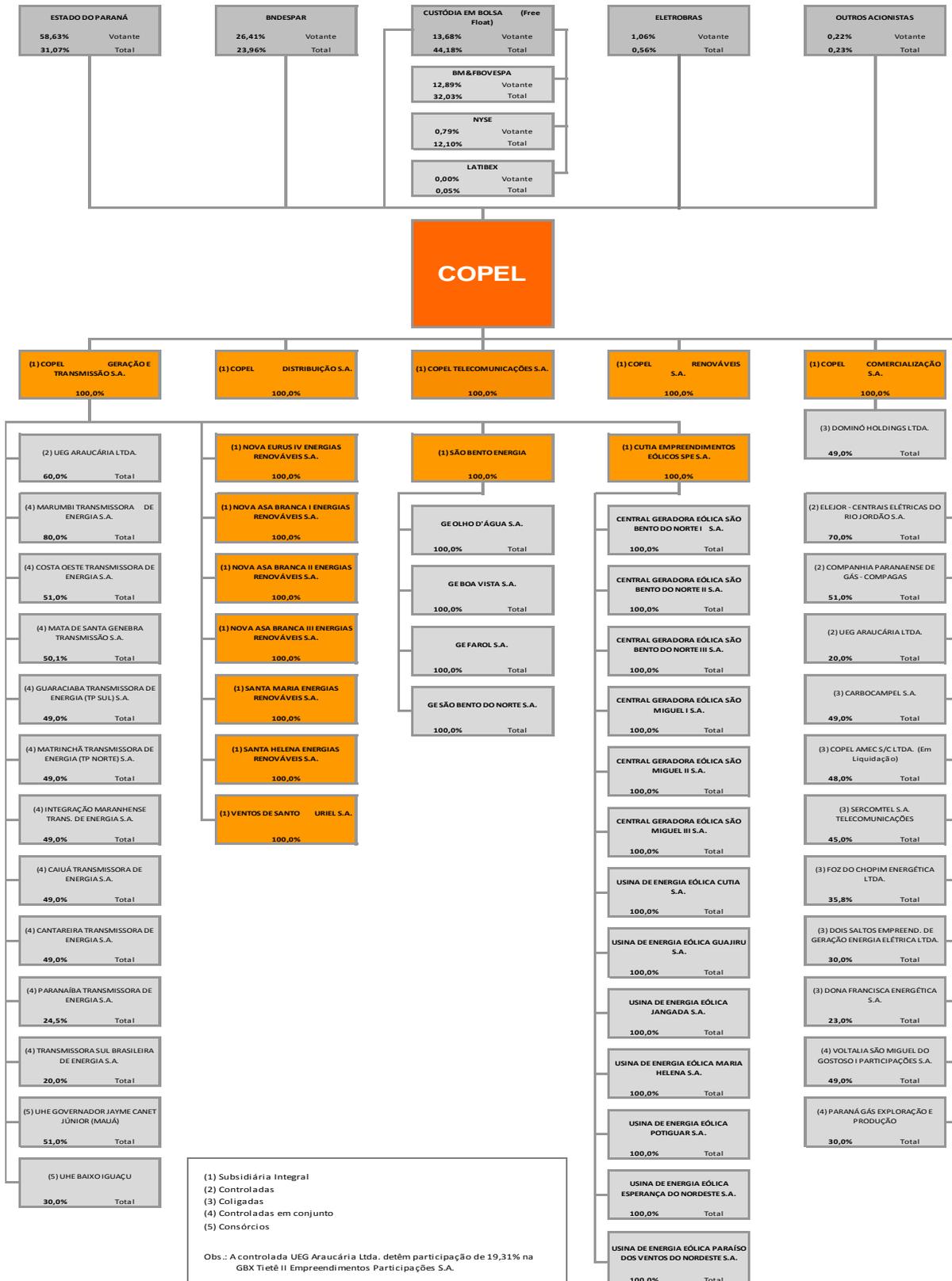
Valores:

- **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 31.12.2017:

ORGANOGRAMA - PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA
POSIÇÃO EM 31/12/2017



• Copel em Números

Em R\$ mil (exceto quando indicado de outra forma)	2017	2016 Reapresentado	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	33.162.377	30.288.900	9,5
Caixa e equivalentes de caixa	1.040.075	982.073	5,9
Títulos e valores mobiliários	219.663	331.745	(33,8)
Dívida total	9.830.483	8.837.102	11,2
Dívida líquida	8.570.745	7.523.284	13,9
Receita operacional bruta	21.574.289	21.061.792	2,4
Deduções da receita	7.549.716	7.960.039	(5,2)
Receita operacional líquida	14.024.573	13.101.753	7,0
Custos e despesas operacionais	11.984.931	11.279.346	6,3
Equivalência patrimonial	101.739	166.411	(38,9)
Resultado das atividades	2.039.642	1.822.407	11,9
Ebitda ou Lajida	2.872.980	2.697.114	6,5
Resultado financeiro	(748.440)	(594.656)	25,9
IRPJ/CSLL	274.686	519.690	(47,1)
Lucro operacional	1.392.941	1.394.162	(0,1)
Lucro líquido do exercício	1.118.255	874.472	27,9
Patrimônio líquido	15.510.503	14.978.142	3,6
Juros sobre o capital próprio	266.000	282.947	(6,0)
Dividendos	23.401	-	-
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	0,9	0,7	28,6
Liquidez geral (índice)	0,8	0,8	-
Margem do Ebitda ou Lajida (%)	20,5	20,6	(0,5)
Lucro por ação - Ações ordinárias	3,60754	3,12641	15,4
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	3,96830	3,43906	15,4
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	3,96830	3,43906	15,4
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações)	56,7	54,7	3,7
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	63,4	59,0	7,5
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	9,9	10,6	(6,6)
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	8,0	6,7	19,4
Participação de capital de terceiros (%)	53,2	50,5	5,3
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽¹⁾	7,5	6,0	25,0

⁽¹⁾ LL ÷ (PL inicial)

2. GOVERNANÇA CORPORATIVA

O modelo de governança corporativa da Copel baseia-se nos princípios de transparência, equidade, prestação de contas (*accountability*) e responsabilidade corporativa, seguindo as melhores práticas do mercado e buscando os melhores resultados para as partes interessadas. As práticas de governança corporativa adotadas pela Companhia cumprem as exigências estabelecidas para as empresas listadas no nível 1 de governança da B3 e têm como referência o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC.

A Copel é orientada por valores descritos no seu referencial estratégico, na sua Política de Governança Corporativa e em seu Código de Conduta – aprovados pela alta administração -, além de respeitar os princípios do Pacto Global.

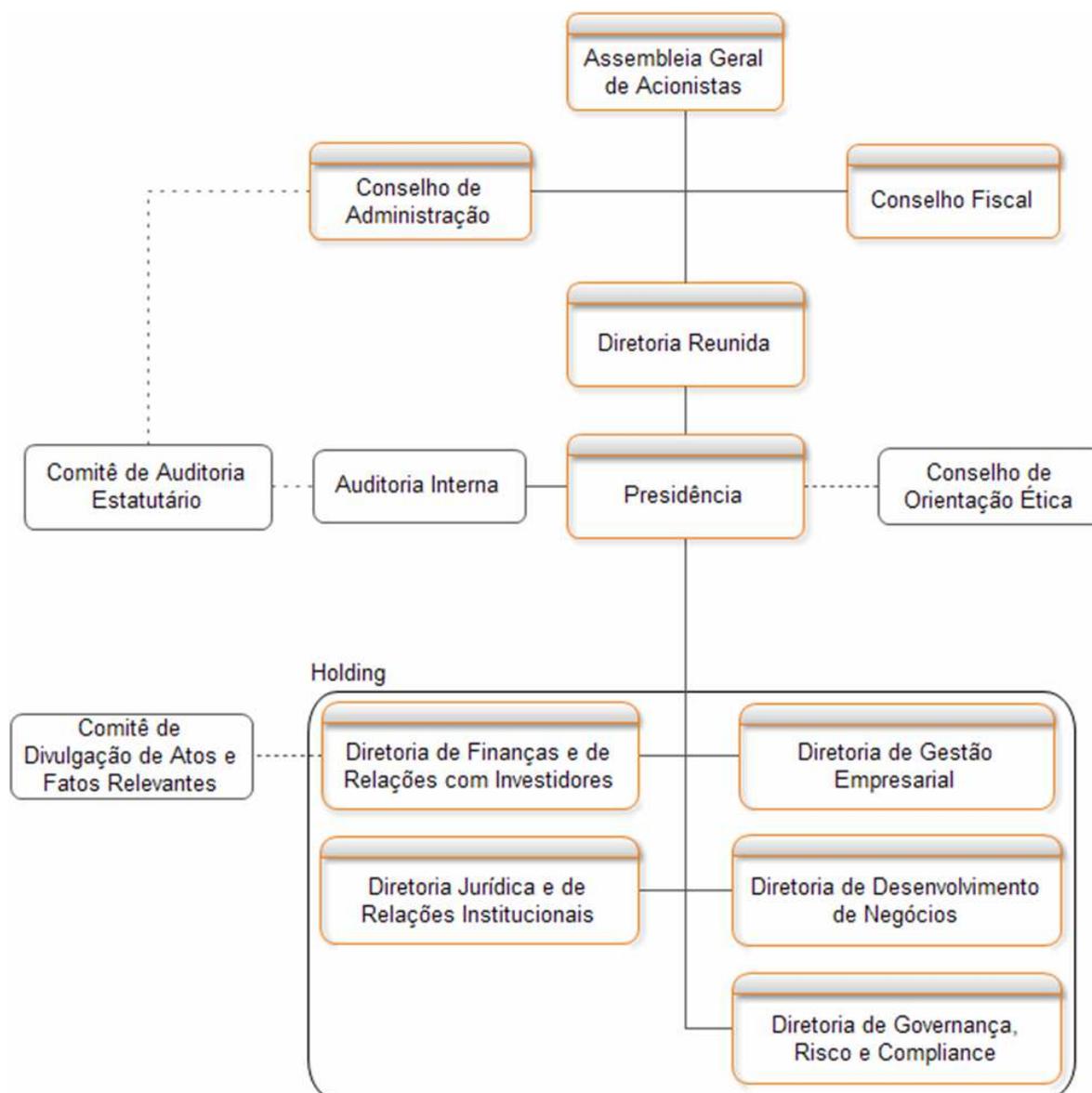
2.1. Gestão de Governança, Risco e Compliance

A Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC da Copel, criada no final de 2016, atuou junto a todas as áreas da Companhia para aprimorar as práticas de governança, na busca dos melhores resultados para as partes interessadas.

Em parceria com a Universidade Copel - Unicopel, a DRC realizou treinamentos que prepararam a alta administração e os empregados para atuarem segundo a legislação vigente, as melhores práticas e as regras da própria Companhia.

2.2. Estrutura de Governança

A estrutura de governança da Companhia em 31.12.2017 é a demonstrada a seguir:



Assembleia geral de acionistas

É o fórum no qual os acionistas definem as diretrizes do negócio e tomam decisões estratégicas.

Conselho Fiscal

Órgão permanente que examina as demonstrações financeiras, opina sobre o relatório da administração, a modificação do capital, o orçamento de capital e a distribuição de dividendos, e fiscaliza os atos dos administradores. Possui cinco membros efetivos e cinco suplentes, com mandato de um ano.

Conselho de Administração – CAD

O Conselho de Administração delibera e define a orientação geral dos negócios, é responsável por encaminhar o Estatuto Social para ser referendado pela Assembleia Geral de Acionistas e aprovar o Regimento Interno da Diretoria, que estabelece as atribuições relativas aos tópicos econômicos, ambientais e sociais para executivos seniores e outros empregados da companhia.

Os integrantes do CAD são selecionados e nomeados de acordo com as regras previstas na Política de Governança Corporativa da Copel e com a legislação vigente, composto por nove membros, com mandato de dois anos.

Diretoria reunida

Tem funções executivas e aplica a estratégia da Companhia, incluindo tópicos associados a questões econômicas, sociais e ambientais, conforme Estatuto Social. As reuniões da Diretoria são realizadas quinzenalmente e as atas lavradas em livro próprio, reportando-se ao Conselho de Administração conforme regimento interno. São membros: o presidente, cinco diretores e um diretor adjunto, com mandato de dois anos, após eleição em Reunião do Conselho de Administração, e três reconduções consecutivas permitidas.

Comitê de Auditoria

Órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração. Tem como principais atribuições a fiscalização, revisão, supervisão, acompanhamento e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pelo monitoramento do Canal de Comunicação Confidencial.

O Comitê realiza reuniões ordinárias com frequência mínima de seis vezes ao ano, conforme calendário previamente definido, podendo haver reuniões extraordinárias e, se necessário, com qualquer membro das Diretorias, da Auditoria Independente, da Auditoria Interna ou do Conselho Fiscal.

Possui cinco membros que são conselheiros de administração independentes, conforme previsto na Regra 10A-3 da *Securities Exchange Act*, com mandato de dois anos.

Conselho de Orientação Ética - COE

Constituído como colegiado vinculado administrativamente à Presidência, com a atribuição de contribuir para que a atuação da Companhia seja permanentemente conduzida por princípios éticos no desenvolvimento de seus negócios. É composto por onze conselheiros, dos quais dez são empregados da Copel e um é representante da sociedade civil.

Comitê de divulgação de atos e fatos relevantes

Possui treze membros e assessora a Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores na prática da Política de Divulgação de Informações Relevantes e da Política de Negociação de Ações de Emissão Própria, em atendimento à Instrução CVM nº 358/2002.

2.3. Práticas de Integridade

A Copel é comprometida com as práticas de integridade e atua para que todas partes interessadas sejam informadas sobre os seus princípios éticos e a legislação vigente. O objetivo das práticas de integridade da Companhia é garantir que seus negócios sejam realizados com transparência e legalidade. Para isso, a Companhia conta com diversas estruturas e adota ferramentas internas, que são disponibilizadas no Portal Compliance.

• Programa de Integridade

O Programa de Integridade é uma plataforma de disseminação dos compromissos da Companhia com a transparência e o combate à corrupção. Em 2017, foi publicado o Programa de Integridade atualizado da Copel. A divulgação e disseminação do conteúdo é feita periodicamente por meio digital para toda Companhia, podendo o conteúdo ser acessado em canais online internos e externos da Copel.

No período analisado, 8.200 empregados participaram de treinamentos para disseminação do Programa de Integridade. Os temas dos cursos foram Aspectos Gerais da Lei e do Decreto Anticorrupção, Código de Conduta, Gestão de Riscos baseado na ISO 31000 e Gestão de Riscos – Metodologia e Ferramenta GRC.

A alta administração da Companhia recebeu treinamento presencial sobre Lei Anticorrupção, Lei das Estatais, Governança Corporativa, Estratégia Empresarial, Controle Interno e Gestão Estratégica de Riscos Empresariais.

• Código de Conduta

O Código de Conduta é instrumento fundamental no combate à corrupção nas empresas, definindo as responsabilidades corporativas e individuais. A Copel implementou o seu Código de Conduta em 2003 e o

mantém atualizado por meio de revisões periódicas, que são comunicadas a toda a empresa por meio de mensagens eletrônicas e no Portal Compliance.

• **Avaliação de Riscos de Corrupção**

Como parte de sua Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos, a Copel busca assegurar monitoramento constante de ameaça de corrupção no âmbito da Companhia e de fraudes no ambiente de controles internos.

Em razão desses critérios de segurança, todos os processos operacionais são submetidos anualmente a avaliação de riscos relacionados a erros ou fraudes, que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras. Nesse caso, são estabelecidos controles submetidos a testes pela Auditoria Interna e pela Auditoria Independente, cujos resultados são reportados à alta administração.

• **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 reclamações pessoalmente ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua Emiliano Pernetá, 756, Batel, CEP: 80420-080, 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 30.06.2018, data que corresponderá ao seu termo, podendo ser prorrogado formalmente em até 36 meses.

A cada cinco anos, seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes, conforme a Instrução CVM nº 308/1999, a Companhia troca a empresa responsável pela auditoria de suas demonstrações financeiras.

O valor contratado para o período 2017-2018 foi de R\$ 2,6 milhões. O valor bruto total pago para serviços de auditoria externa prestados em 2017 foi de R\$ 1,7 milhão.

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.

2.4. 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.

Todo esse trabalho envolve algumas das principais práticas de mercado para: direcionar e avaliar seu desempenho, bem como comparar suas práticas com referências mundiais e nacionais: questionário da RobecoSAM (*Dow Jones Sustainability Index - DJSI*), Indicadores Ethos para Modelos de Negócios Sustentáveis e Responsáveis e, Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE – B3). Para reportar seu desempenho e engajar seus públicos, a Gestão da Sustentabilidade também adota referências como: *Global Reporting Initiative - GRI*, *Integrated Reporting - IR*, *Carbon Disclosure Project - CDP* e *Global Greenhouse Gas Protocol - GHG*.

Entre os resultados alcançados destacam-se a permanência da Companhia no grupo das empresas mais sustentáveis da Bolsa de Valores de São Paulo (B3). A Companhia integra a carteira do ISE desde sua criação, em 2005. A Copel esteve presente em doze das treze edições do índice.

A Companhia também obteve sua continuidade no índice de sustentabilidade da *Morgan Stanley Capital International* MSCI, líder mundial na composição de índices financeiros que servem de referência para investidores. O selo MSCI ESG é concedido a empresas que exibem excelente desempenho nas áreas social, ambiental e de governança corporativa.

Em 2017, a Copel integrou a carteira do *FTSE 4Good Emerging Index*, ferramenta para investidores elaborada pela empresa independente de produção de índices FTSE, composta pelo *Financial Times* e pela *London Stock Exchange*, a qual mede o desempenho das empresas no âmbito ambiental, social e de governança.

• **Centro do Programa Cidades do Pacto Global da ONU no Sul do Brasil**

A Copel sedia e coordena, desde novembro de 2017, o Centro do Programa Cidades para a região sul do Brasil do Pacto Global da ONU. Atua em conjunto com o Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico e Social do Paraná – CEDES e o Serviço Social Autônomo Paranaidade. Entre as atribuições do escritório estão: desenvolver ações e projetos de múltiplos parceiros, que promovam os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável - ODS da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas; e trabalhar em alinhamento com outras agências da ONU que operam no Brasil e na América Latina para avançar os ODS, incluindo as Redes Locais do Pacto Global.

• **Compromissos voluntários**

A Copel — comprometida com o desenvolvimento sustentável — assumiu diversos compromissos voluntários ao longo de sua história:

- Pacto Global
- Movimento Nacional ODS Nós Podemos

- Contribuição Empresarial para a Promoção da Economia Verde e Inclusiva
- Declaração Chamada à Ação para os Governos no Combate à Corrupção
- Pacto Empresarial pela Integridade e contra a Corrupção
- Erradicação do Trabalho Infantil, Trabalho Forçado ou Compulsório
- Combate à Exploração Sexual de Crianças e Adolescentes
- Combate à Prática de Discriminação e Valorização da Diversidade
- Prevenção do Assédio Moral e do assédio Sexual
- Respeito à Livre associação Sindical e Direito à Negociação Coletiva
- Princípios para Educação Executiva Sustentável - PRME

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

A economia mundial manteve o ritmo de crescimento observado nos primeiros meses do ano e deve encerrar 2017 com crescimento próximo de 3,7%¹. Os receios de uma acentuada desaceleração da China se mostrou exagerada e aliado ao comportamento das economias desenvolvidas configurou uma situação de expansão sincronizada no mundo que não era vista desde antes da crise financeira internacional. Esse movimento tem se refletido na expansão do comércio internacional e no aumento dos fluxos de capital em direção aos países emergentes. Os Estados Unidos da América lideraram o crescimento entre os países desenvolvidos, registrando uma recuperação robusta, que tem se apoiado no aumento do consumo e no forte ritmo de crescimento dos investimentos não residenciais, mesmo levando em conta os estragos causados pelos furacões que atingiram o Texas e a Flórida no final de agosto e início de setembro de 2017. Na área do Euro, o crescimento parece ter se consolidado com destaque para as economias da Alemanha e da França. Na China, os dados relativos ao nível de atividade econômica também mostram que o ritmo de crescimento se mantém forte, com projeções de crescimento de 6,9% para 2017.

No mercado interno, o ano foi marcado pelo fim da recessão, mas a economia ainda registrou reflexos da crise, com interrupção de serviços públicos pela falta de recursos e a situação crítica nas contas públicas de alguns estados. A economia brasileira, após acumular decréscimo do PIB de 7,0% entre 2015 e 2016, mostrou sinais de recuperação desde o último trimestre de 2016, e se consolidou no primeiro semestre de 2017. Em que pesem diversos índices para períodos mais longos ainda desfavoráveis, é inegável o acúmulo de indicadores de produção positivos no curtíssimo prazo. Enquanto a indústria sai de fortes desempenhos negativos para positivos, o comércio ensaia ultrapassagem semelhante. Também observaram-se efeitos positivos da crise instalada, como a forte redução dos saldos negativos em transações correntes do balanço de pagamentos, e outros referentes à queda da inflação e o recuo dos juros nominais, com a Selic caindo do patamar de 14% para 7,0%. Esses dois últimos movimentos, a propósito, propiciaram alguma recuperação dos rendimentos médios do trabalho e da massa de rendimentos real, cuja extensão por prazo mais longo deve representar parte não desprezível do crescimento prospectivo dos níveis de consumo. Dentro deste contexto, a economia nacional registrou expansão de 1,0% em 2017.

¹ Fundo Monetário Internacional - World Economic Outlook – WEO

O Paraná vem apresentando recuperação mais vigorosa, particularmente em sua indústria de transformação, inclusive, nas exportações. Essa recuperação, vincula-se, em parte, ao comércio exterior, uma vez que as exportações do Estado acumularam expansão de 19,2%, recolocando-o como quarto maior exportador do País em 2017. Essas tendências somaram-se ao desempenho da agropecuária, que cresceu 11,5% em relação a 2016, graças à safra recorde e as elevadas produções de soja, milho, café, feijão e fumo. Outro fator positivo foi a indústria, que se expandiu 1,8%, graças aos resultados dos ramos de máquinas e equipamentos, material de transporte e autopeças. Desta forma o Produto Interno Bruto estadual cresceu mais que o dobro da média brasileira, ao registrar crescimento de 2,5%, consolidando a retomada da economia.

3.2. Ambiente regulatório

Desde 2013, o setor elétrico brasileiro enfrenta crise importante, que pode ser dividida em três momentos distintos: (a) a partir de 2013, período de restrições hidrológicas, que prejudicou a produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN; (b) a desestruturação financeira dos agentes de geração e distribuição causada pela exposição ao mercado de curto prazo, seguido por quadro de intensa judicialização, praticamente travando as operações no mercado de energia nacional a partir de fins de 2014; e (c) repactuação dos passivos contraídos pelos agentes neste período e tentativa de destravamento do setor.

Nesse contexto, 2015 foi um ano em que o setor elétrico brasileiro teve o seu ambiente regulatório fortemente influenciado pela busca de soluções para o equacionamento desta terceira fase da crise.

Ainda na esteira dessas mudanças, em 2017 foi aberta a Consulta Pública nº 33/2017 visando o aprimoramento do marco legal do setor elétrico brasileiro. Após um período de remessa de contribuições por parte dos agentes, o Ministério de Minas e Energia - MME elaborou documento com conjunto de propostas a ser submetido ao Congresso Nacional. Dentre os encaminhamentos sinalizados pelo MME estão: aprimoramentos na formação de preços e funcionamento do mercado, internalização de externalidades ambientais associadas a emissões, separação de lastro e energia, ampliação do mercado livre e alterações na alocação dos riscos das decisões de despacho na contratação regulada.

• Risco de Racionamento

Aproximadamente 64%² da capacidade instalada no País atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, o que torna o Brasil e a região geográfica em que operamos sujeitos a condições hidrológicas imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas desfavoráveis podem

² Banco de Informações de Geração – Aneel

acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamento.

Desde 2016, as principais bacias hidrográficas do País, onde estão localizados os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, enfrentaram situações climáticas adversas. A partir de 2017, no entanto, o subsistema Sudeste/Centro Oeste apresentou uma relativa melhora com uma discreta elevação nos níveis de seus reservatórios. Diante disso, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE destacou que, para 2018, está garantido o suprimento eletroenergético do SIN despachando o parque térmico conforme ordem de mérito de custo, dentro de risco de racionamento compreendido entre 0,0% e 0,6%.

Deste modo, embora os estoques armazenados nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinados com outras variáveis, estes níveis são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5,0%) em todos os subsistemas.

• **Prorrogação das Concessões**

Com relação à prorrogação das concessões delegadas à Copel, importante resgatar que, em 2012 foi estabelecido um novo regramento para as concessões no setor elétrico, no qual foi facultada a prorrogação das concessões, desde que aceitas uma série de contrapartidas do concessionário por parte do Poder Concedente. À época foi editada a MP nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, que dispôs, dentre outras coisas, sobre o tratamento a ser dado às concessões de geração, transmissão e distribuição alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995, cujo vencimento se daria, inicialmente, entre os anos de 2015 e 2017 e que já houvessem sido prorrogadas uma única vez. Até o momento, tal regramento permanece válido também para as concessões que venham a vencer a partir desta data.

Concessões de Geração

Para as concessões de geração, ficou estabelecida uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação foi facultada ao concessionário e sua adesão dependeu, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, da aceitação expressa das seguintes condições: (a) remuneração por tarifa calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica; (b) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, a ser definida pela agência reguladora, conforme regulamento do poder concedente; e (c) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

A Copel Geração e Transmissão, após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu às análises possíveis, concluindo pela não viabilidade da prorrogação, naquele momento, das concessões de geração de suas quatro usinas vencidas entre 2014 e 2015: Rio dos Patos, com 1,8 MW de capacidade instalada;

Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza, com 260,0 MW; Mourão, com 8,2 MW; e Chopim I, com 1,8 MW.

Posteriormente, a MP nº 688/2015, alterou entre outros assuntos as condições para renovação da concessão destas usinas, que passaram a ser objeto de leilão, sendo disputadas através da maior bonificação de outorga a ser oferecido pelo concessionário em face da menor receita requerida. Desse modo, em 25.11.2015, foi realizado o Leilão nº 12/2015, no qual as usinas de Mourão e Governador Pedro Viriato Parigot de Souza foram ofertadas. Após o certame, a Copel Geração e Transmissão sagrou-se vencedora no Lote B1, no qual foi licitada a UHE Governador Pedro Viriato Parigot de Souza, renovando assim a concessão da usina por mais 30 anos. A Copel Geração e Transmissão não apresentou proposta para a usina Mourão, que foi assumida por outro concessionário.

A usina de Chopim I, após o término da concessão, passou à condição de registro da Copel Geração e Transmissão, nos termos da Lei nº 12.783/2013. Rio dos Patos, por sua vez encontra-se submetida ao regime de cotas, introduzido pela mesma lei.

A próxima usina a ter sua concessão vencida será a UTE Figueira, que tem seu termo contratual previsto para 26.03.2019. A Copel já protocolou, em 24.03.2017, junto a Aneel, sua intenção de prorrogar a outorga da concessão de geração da UTE, 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. A UTE Figueira tem capacidade instalada de 20 MW e passa atualmente por processo de modernização.

Recentemente, em 25.01.2018, foi publicado o Decreto nº 9.271, abrindo a possibilidade de renovação da concessão por até 30 anos de empreendimentos com contrato de concessão de serviço público de geração que tenham sido privatizados em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga. Em troca, será preciso pagar uma bonificação de outorga ao governo federal, que será calculada com base no valor do benefício obtido com o novo contrato, pagando proporcionalmente a esse período adicional.

Concessões de Transmissão

Para as concessões de transmissão, ficou estabelecida uma prorrogação de até 30 anos. A prorrogação foi facultada ao concessionário e sua adesão dependeu, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, da aceitação expressa das seguintes condições: (i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e (ii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

A Copel Geração e Transmissão, após conhecimento das condições de prorrogação, procedeu às análises e avaliações, optando pela prorrogação do contrato de transmissão. Entretanto, a prorrogação desconsiderou uma série de investimentos feitos pelas concessionárias, que não foram ressarcidos pelo poder concedente. Desse modo, em 2013 foi publicada a Resolução Normativa nº 589, que estabeleceu o regramento para indenização dos investimentos ainda não amortizados e/ou depreciados existentes em

31.05.2000, chamados de Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e RPC (instalações de conexão e demais instalações de transmissão).

Em 20.04.2016 foi publicada pelo MME a Portaria nº 120/2016 na qual foram apresentadas as diretrizes para o pagamento das indenizações relativas ao laudo de avaliação dos ativos de RBSE e RPC da Copel Geração e Transmissão, que passaram a ser reconhecidos a partir do ciclo tarifário de 2017.

Em 09.05.2017 foi publicado o Despacho Aneel nº 1.272 homologando o laudo de avaliação no montante de R\$ 667,6 milhões, a valores de dezembro de 2012, correspondente à parcela dos ativos reversíveis ainda não amortizados para fins de indenização à Copel Geração e Transmissão. Esse valor será recebido por meio de dois fluxos, em oito anos relativo ao período de 2013 a junho de 2017, e a partir de julho de 2017, até o final da vida útil dos ativos, limitado ao final do contrato de concessão. Esses valores atualizados incorporados a Receita Anual Permitida - RAP do contrato de concessão de transmissão nº 060/2001 a partir de julho de 2017.

Concessões de Distribuição

Outro ponto que concentrou atenções no ambiente regulatório e que impacta fortemente o negócio foi a renovação das concessões de distribuição de energia elétrica. Em 09.11.2015, por Despacho do Ministro de Minas e Energia, foi deferido o requerimento para a prorrogação da Copel Distribuição, sendo que no início de dezembro de 2015 foi assinado o quinto aditivo contratual que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999, até 07.07.2045.

O quinto termo aditivo impõe condicionantes relacionadas a indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira, os quais serão suportados por programa de investimentos com foco em automação e novas tecnologias, pela aplicação integral dos reajustes tarifários aprovados pela Aneel, e pela implementação da estrutura de governança corporativa definida pela Resolução Normativa nº 787, de 24.10.2017, da Aneel, com vigência a partir de 1º.01.2018, assegurando a blindagem e individualização da Copel Distribuição.

A tabela a seguir apresenta as metas definidas para a Copel Distribuição para os primeiros cinco anos de renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
		DECI ^(b)	FECi ^(b)	DECI	FECi
2016	-	13,61	9,24	10,80	7,14
2017	Lajida ≥ 0 ^(d)	12,54	8,74	10,41 ^(c)	6,79 ^(c)
2018	Lajida (-) QRR ≥ 0 ^(e)	11,23	8,24	-	-
2019	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} $\leq 1 / (0,8 * Selic)$ ^{(e) (f)}	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} $\leq 1 / (1,11 * Selic)$ ^{(e) (f)}	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 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 possui contrato que outorga e regula a concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná, com prazo de vigência de 30 anos, podendo ser prorrogado por igual período mediante requerimento da Concessionária.

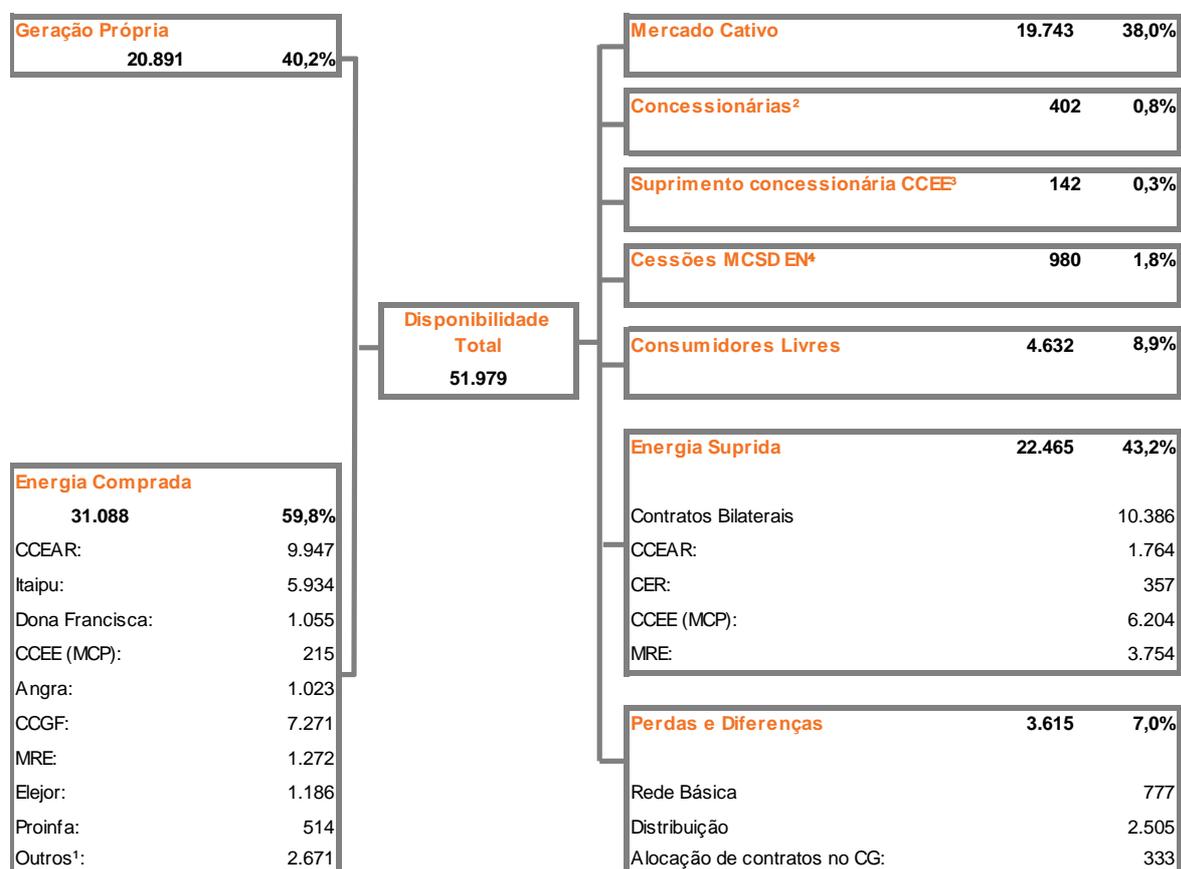
O objeto da concessão consiste na exploração dos serviços de distribuição de gás canalizado e demais atividades afins, para utilização por todos os segmentos do mercado consumidor, seja como matéria prima, seja para geração de energia ou outras finalidades possibilitadas pelos avanços tecnológicos.

O contrato de concessão de gás enquadra-se no modelo bifurcado, onde 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 e de ativo intangível.

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.

• Fluxo de Energia (em % e GW/hora)



CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

CER: Contrato de Energia de Reserva.

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

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

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

¹Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

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

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

⁴ Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits 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 28 usinas próprias e participa em outras três usinas, sendo 17 hidrelétricas, 12 eólicas e duas termelétricas, com capacidade instalada total de 5.313,4 MW e garantia física de 2.430,3 MW médios, conforme quadro:

Usinas em Operação – 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	05.01.2046
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	26.09.1957	16.08.2026
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	15.03.1931	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
UHE 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	08.12.1965	07.01.2031
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	⁽³⁾
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	03.12.1959	⁽³⁾
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	09.07.1911	⁽³⁾
Total das Hidrelétricas	4.899,7	2.152,6		4.722,8	2.055,7		
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,70	15,7	23.04.2015	07.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,70	16,0	06.05.2015	08.04.2047
Olho d'Água	30,0	15,3	100%	30,00	15,3	25.02.2015	31.05.2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	100%	30,00	14,6	25.02.2015	18.05.2046
Eurus IV	27,0	14,7	100%	27,00	14,7	20.08.2015	26.04.2046
Asa Branca I	27,0	14,2	100%	27,00	14,2	05.08.2015	24.04.2046
Asa Branca II	27,0	14,3	100%	27,00	14,3	15.09.2015	30.05.2046
Asa Branca III	27,0	14,5	100%	27,00	14,5	04.09.2015	30.05.2046
Farol	20,0	10,1	100%	20,00	10,1	25.02.2015	19.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,20	9,0	22.05.2015	08.04.2047
Boa Vista	14,0	6,3	100%	14,00	6,3	25.02.2015	27.04.2046
Palmas	2,5	0,5	100%	2,50	0,5	12.11.1999	28.09.2029
Total das Eólicas	280,1	145,2		280,1	145,2		
Termelétricas							
UTE Figueira	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	26.03.2019
UTE Araucária	484,1	365,2	60%	290,5	219,1	27.09.2002	22.12.2029
Total das Termelétricas	504,1	375,5		310,5	229,4		
TOTAL DAS FONTES	5.683,9	2.673,3		5.313,4	2.430,3		

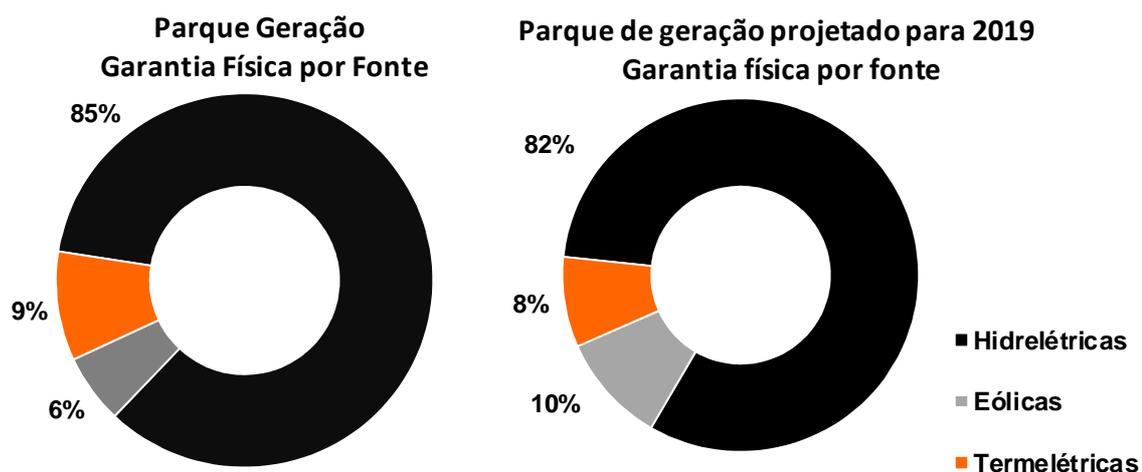
⁽¹⁾ Garantia Física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria MME nº 178 de 03.05.2017, com efeitos a partir de 01.01.2018

⁽²⁾ Em processo de homologação na ANEEL.

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

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 15 usinas, que adicionarão 716,8 MW de capacidade instalada e 355,3 MW médios de garantia física ao parque gerador, com 80% dessa garantia física prevista para iniciar a operação comercial no decorrer de 2018, conforme quadro:

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	jun/2018	16.01.2046
UHE Baixo Iguaçu	350,0	171,3 ⁽²⁾	30%	105,0	51,4	nov/2018	13.09.2049 ⁽³⁾
Total das Hidrelétricas	650,0	349,4		405,0	229,5		
Eólicas							
GE Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	jul/2018	04.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	jul/2018	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	jul/2018	10.05.2050
GE Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	jul/2018	04.01.2042
Cutia	23,1	9,2	100%	23,1	9,2	jul/2018	04.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	jul/2018	10.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	jul/2018	04.01.2042
São Bento do Norte I	23,1	9,7	100%	23,1	9,7	jan/2019	03.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,0	100%	23,1	10,0	jan/2019	03.08.2050
São Bento do Norte III	22,0	9,6	100%	22,0	9,6	jan/2019	03.08.2050
São Miguel I	21,0	8,7	100%	21,0	8,7	jan/2019	03.08.2050
São Miguel II	21,0	8,4	100%	21,0	8,4	jan/2019	03.08.2050
São Miguel III	21,0	8,4	100%	21,0	8,4	jan/2019	03.08.2050
Total das Eólicas	311,8	125,8		311,8	125,8		
Total das Fontes	961,8	475,2		716,8	355,3		

⁽¹⁾ Garantia física revisada em virtude dos novos montantes estabelecidos pela Portaria da Secretaria Planej. e Desenv. Energético nº 258/2016.

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

⁽³⁾ Conforme 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que considera o excludente de responsabilidade de 756 dias.

Foram investidos R\$ 4,1 bilhões nestes empreendimentos de geração até 31.12.2017, sendo R\$ 3,2 bilhões até 31.12.2016. Do total, R\$ 2,9 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 usina localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, no Mato Grosso, teve as obras iniciadas em 2011 e deve absorver R\$ 2,4 bilhões em investimentos. Em 2016 concluíram-se os trabalhos de supressão da vegetação na área do futuro reservatório e em 2017 já foram concluídas 94% das obras. 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. O empreendimento, cuja previsão de entrada em operação comercial era dezembro de 2017, terá 300 MW de capacidade instalada. Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, que resultaram em dificuldades relacionadas 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 está prevista para entrar em operação em junho de 2018, enquanto a terceira e última, em novembro de 2018.

- **Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu:** Com participação de 30% no empreendimento, a Companhia estima investir R\$ - 720,0 milhões. Após o Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi ter realizado ações para atendimento às condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental impostas pelo Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio, em fevereiro de 2016 a obra foi retomada. Ainda em agosto de 2016, a Aneel, formalizou a publicação do 2º Termo Aditivo do Contrato de Concessão que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da UHE Baixo Iguaçu, incluindo sua data de encerramento. A Agência reconheceu em favor do Cebi, excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de 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. A usina terá capacidade instalada de 350,2 MW, em parceria com a Geração Céu Azul S.A, a previsão do início da geração comercial das três unidades geradoras está atualmente para ocorrer em meados do 4º trimestre de 2018.
- **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, prevendo a conclusão do empreendimento até o final do segundo semestre de 2018.
- **Eólicas Complexo Cutia e Complexo Bento Miguel:** Está em fase de construção o maior empreendimento eólico da Copel. Denominado Cutia, 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, 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\$ 176,64 em 31.12.2017. A entrada em operação comercial desses parques está prevista para julho de 2018; 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, 58,1 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\$ 136,97/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 167,16 em 31.12.2017. A previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é janeiro de 2019. Destaca-se, a seguir, os marcos relevantes da execução das obras desde janeiro de 2016 até dezembro de 2017. Em janeiro de 2016, foram obtidas as licenças ambientais, iniciadas as execuções de vias de acesso, bases e plataforma de montagem do conjunto gerador. Em abril de 2016, iniciou-se a construção da Subestação Cutia, com potência instalada de três transformadores de 120 MVA e 26 circuitos de 34,0 kV, sendo dois circuitos para cada parque eólico. Em outubro de 2016, com o estágio avançado dos serviços civis em alguns parques, começaram a ser entregues os primeiros conjuntos geradores, bem como entrou em operação o Centro Produtivo de Torres, estrutura na qual estão sendo confeccionados elementos pré-moldados que constituirão as torres de sustentação dos aerogeradores. Em janeiro de 2017, iniciou-se o processo de montagem das torres dos aerogeradores.

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 7.025 km de linhas de transmissão e 45 subestações da rede básica com potência de transformação da ordem de 14.752 MVA. A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação:

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação

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				2.658	13.152		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas ⁽¹⁾	Ambos	Diversas	2.024	12.202	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 015/2010	SE Cerquilha 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				4.373	1.838		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	0,51						
Contrato nº 001/2012	LT Cascavel Oeste - Umuarama Sul	CS	230 kV	152	-	31.08.2014	11.01.2042
	SE Umuarama	-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
TSBE Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	0,2						
Contrato nº 004/2012	LT Nova Santa Rita - Camaquã 3	CS	230 kV	121	-	09.12.2014	09.05.2042
	LT Camaquã 3 - Quinta	CS	230 kV	167	-	09.12.2014	
	LT Salto Santiago - Itá C2	CS	525 kV	188	-	04.02.2014	
	LT Itá - Nova Santa Rita C2	CS	525 kV	307	-	06.08.2014	
	Secc Guaíba 2-Pelotas3-SE Camaquã 3	-	-	2	-	09.12.2014	
	SE Camaquã 3	-	230/69/13,8 kV	-	166	09.12.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	0,49						
Contrato nº 007/2012	LT Umuarama - Guaira	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.	0,8						
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.	0,49						
Contrato nº 011/2012	LT Aguilândia - Miranda II	CS	500 kV	365	-	02.12.2014	09.05.2042
Matrinchá Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	0,49						
Contrato nº 012/2012	LT Paranatinga - Ribeirãozinho	CD	500 Kv	355	-	29.07.2016	
	LT Paranaíta - Cláudia	CD	500 Kv	300	-		
	LT Cláudia - Paranatinga	CD	500 Kv	350	-		
	SE Paranaíta (a)	-	500 Kv	-	-		09.05.2042
	SE Cláudia (a)	-	500 Kv	-	-		
	SE Paranatinga (a)	-	500 Kv	-	-		
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.	0,49						
Contrato nº 013/2012	LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3	CS	500 Kv	250	-	30.08.2016	
	LT Rio Verde Norte - Marimondo II	CD	500 Kv	350	-		09.05.2042
	SE Marimondo II (a)	-	500 Kv	-	-		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	0,245						
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.	0,49						
Contrato nº 019/2014	LT Estreito - Fernão Dias	CD	500 kV	342	-	05.03.2018	04.09.2044
Total				7.031	14.990		

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

As concessões de transmissão em operação em 31.12.2017 geram atualmente uma RAP à Copel Geração e Transmissão de R\$ 777,4 milhões, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de três empreendimentos, que adicionarão 1.408 km de extensão e 4.000 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				544,5	900		
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté	CS	500 kV	356,0	-	30.04.2018	05.10.2040
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	-	04.09.2019	06.04.2046
	SE Medianeira	-	230/138 KV	-	300		
	SE Curitiba centro	-	230/138 KV	-	300		
	SE Andira 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	-	14.07.2018	13.05.2044
	LT Araraquara 2 - Itatiba	CS	500 Kv	222,0	-		
	LT Araraquara 2 - Fernão Dias	CS	500 Kv	249,0	-		
	SE Santa Bárbara d'Oeste ⁽¹⁾	-	440 kV	-	-	14.11.2018	13.05.2044
	SE Itatiba (a)	-	500 kV	-	-		
	SE Fernão Dias	-	500/440 kV	-	3.600		
Total				1.430	4.500		

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

• Obras de transmissão:

- **LT Araraquara - Taubaté:** Empreendimento composto pela implantação das Instalações de Transmissão do Lote A - Leilão 01/2010. A construção e operação de 334 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, possibilitará aumento de RAP para a Copel na ordem de R\$ 29,0 milhões. O projeto está em construção com previsão de entrada em operação em 2018.
- **Lote E - Leilão Aneel 005/2015:** Contempla uma série de empreendimentos que deverão entrar em operação em setembro de 2019 e março de 2021. O empreendimento possibilitará aumento de RAP para a Copel Geração e Transmissão de R\$ 108,6 milhões. O Lote E foi dividido em diversos projetos que estão em andamento.

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

- **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 dezembro de 2018.
- **Resolução Autorizativa nº 5.776/2016:** implantação, na subestação 230 kV Sarandi, do 2º autotransformador 230/138kV - 150 MVA, com investimento de cerca de R\$ 14,8 milhões e RAP de

aproximadamente R\$ 2,3 milhões, a partir da entrada em operação comercial, prevista para outubro de 2018.

- **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 2018.
- **Resolução Autorizativa nº 5.930/2016:** 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, a partir da entrada em operação comercial, prevista para setembro de 2018.

• **Outros destaques**

Em 05.03.2017, iniciou-se a operação da nova subestação de energia em Realeza, na região sudoeste do Paraná. A subestação opera em 230 kV e conta com 150 MVA de potência de transformação. A instalação possui ainda um transformador reserva para situações emergenciais. O empreendimento inclui uma linha de transmissão com 52 km de extensão que conecta Realeza Sul à subestação Foz do Chopim, já existente. O conjunto cumpre a função de melhorar o escoamento da energia proveniente de usinas térmicas a biomassa existentes na região, atendendo ao aumento da demanda por eletricidade registrado principalmente nos municípios de Presidente Prudente, Assis e Salto Grande. Este empreendimento adiciona uma RAP à Companhia de R\$ 7,2 milhões.

Foi concluída também em 2017, com início de suas operações comerciais em setembro de 2017, a linha de transmissão 525 kV Londrina – Assis, com 123 km de extensão, conectando a subestações localizadas nos município de Londrina, na região norte do Paraná e Assis, sudoeste de São Paulo. Esse empreendimento adicionará à Companhia uma RAP de aproximadamente R\$ 18,9 milhões.

Foram concluídas ainda em 2017, os empreendimentos autorizados à Copel Geração e Transmissão pela Resolução Autorizativa Aneel nº 4.890/2014. A linha de transmissão 230 kV Figueira – Ponta Grossa Norte, com 142 km de extensão, que foi reconstruída e o banco de capacitores, em 230 kV, com 300 Mvar de potência reativa, na subestação Bateais, localizada no município de Campo Largo, região metropolitana de Curitiba, foram energizados no mês de julho. Esses empreendimentos juntos adicionam à Companhia uma RAP de aproximadamente R\$ 6,6 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, prorrogado até 07.07.2045 por meio do Quinto Termo Aditivo.

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. Além de operar e manter as instalações nos níveis de tensão até 34,5 kV, também opera nas instalações de níveis de tensão 69 e 138 kV.

Em 2017, foram conectadas novas subestações e linhas em alta tensão para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações concluídas são:

Subestação	Potência (MVA)	Localidade
Implantações		
SE Cafelândia do Oeste 138 kV	41,66	Cafelândia
SE Cambé 138 kV	41,66	Cambé
SE Catanduvas do Sul 34,5 kV	7,00	Contenda
SE Colombo 138 kV	30,00	Colombo
SE São Pedro do Ivaí 138 kV	20,83	São Pedro Do Ivaí
SE São Valentim 34,5 kV	7,00	Dois Vizinhos
SE Sítio Cercado 69 kV	41,67	Curitiba
Ampliações		
SE Apucarana 230 kV	83,34	Apucarana
SE Concórdia 138 kV	30,00	Toledo
SE Astorga 138 kV	83,34	Astorga
SE Palotina 138 kV	41,67	Palotina
SE Maringá 230 kV	41,67	Maringá
SE Califórnia 34,5 kV	7,00	Califórnia
SE Passo do Iguçu 138 kV	20,83	União Da Vitória
SE Cianorte 138 kV	41,67	Cianorte
SE Douradina 34,5 kV	7,00	Douradina
SE Xisto 34,5 kV	7,00	São Mateus Do Sul

Novas linhas de alta tensão em 69 kV e 138 kV concluídas:

Local	Tensão	Extensão
Sítio Cercado - Seccionamento (CIC-NMU)	69 kV	15,4 km
Santa Mônica - Guaraituba 2	69 kV	6,21 km
Almirante Tamandaré - Rio Branco do Sul	138 kV	5,0 km
Colombo - Seccionamento (ATM-RBS)	138 kV	14,98 km
Bateias - Rio Branco do Sul	138 kV	0,26 km
Rio Branco do Sul - Tunas	138 kV	0,26 km
Barbosa Ferraz - São Pedro do Ivaí	138 kV	28,2 km
Cafelândia - Seccionamento (PHS-AND)	138 kV	5,5 km
Fazenda Rio Grande - Tafisa	138 kV	56,4 km
Joaquim Távora - Seccionamento (SPL-SQC)	138 kV	8,2 km
São Cristovão - Coopavel	138 kV	2,3 km
Umuarama Sul - Douradina	138 kV	50,1 km
Total		192,8 km

Ao todo, em 2017 esses empreendimentos adicionaram aproximadamente 553,34 MVA ao sistema de distribuição e 192,81 km de novas linhas de distribuição.

• Linhas de Distribuição

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

Linhas de Distribuição - Extensão em km	dez/17	dez/16
13,8 kV	105.510,6	104.556,0
34,5 kV	84.639,2	84.071,3
69,0 kV	866,4	695,4
138,0 kV	5.935,0	5.970,3
230,0 kV	0,0	165,5
Total	196.951,2	195.458,5

• Subestações

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

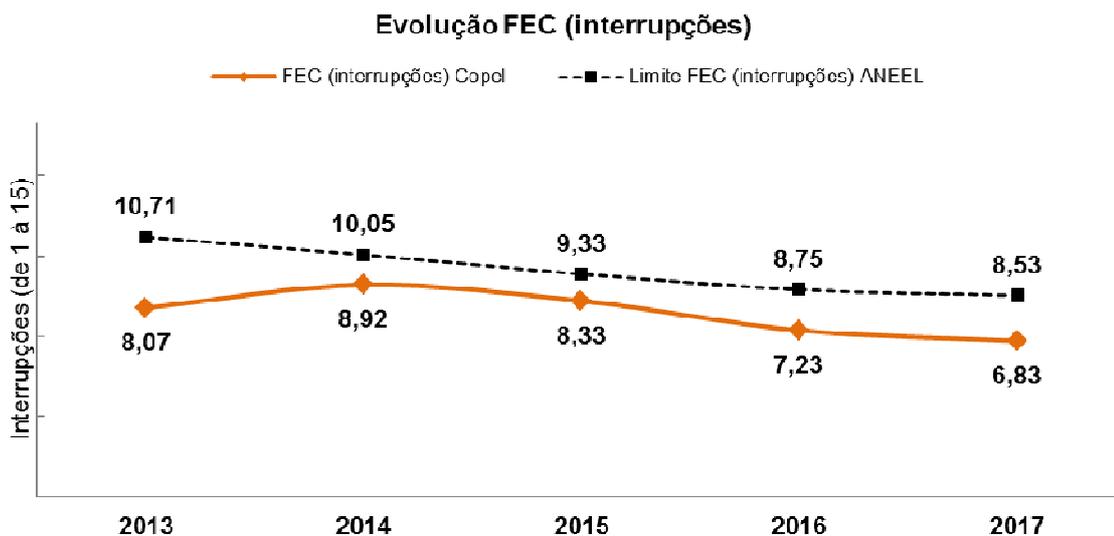
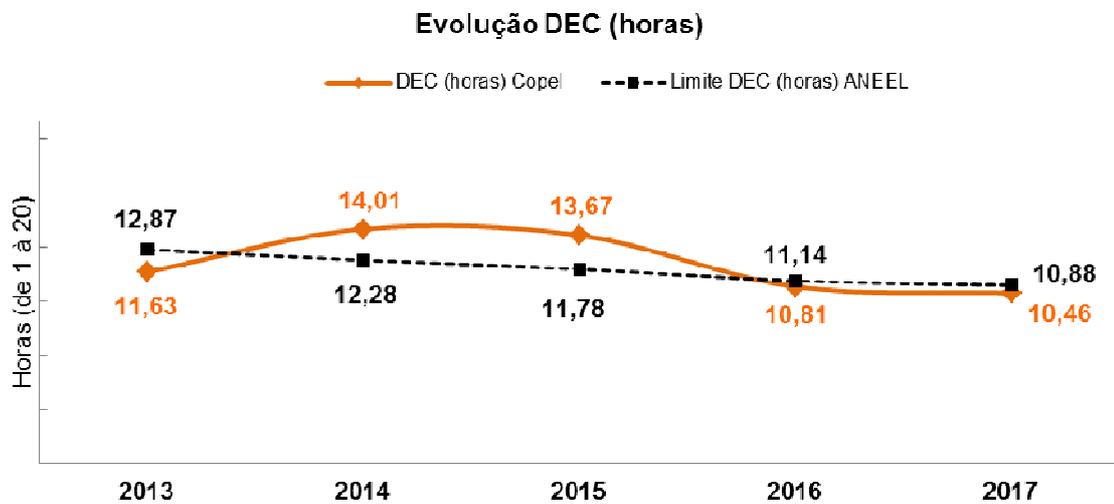
Tensão	Automatizadas		MVA	
	dez/17	dez/16	dez/17	dez/16
34,5 kV	225	223	1.537,9	1.488,5
69 kV	35	35	2.406,3	2.395,8
88 kV	-	-	5,0	5,0
138 kV	109	106	7.286,0	7.132,6
Total	369	364	11.235,2	11.021,9

• Qualidade de Fornecimento

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

Esses indicadores são revistos na Revisão Tarifária Periódica - RTP, e 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 em 2017, 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:



- **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.

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

Em 2017, as perdas globais da distribuição — técnicas, não técnicas e da rede básica — representaram 9,2% da energia injetada no sistema da distribuidora. Esse percentual sofreu redução de quase 0,4% em relação ao observado em 2016 e se manteve abaixo dos patamares verificados nos últimos anos. O Programa de Combate às Perdas não Técnicas realizado pela Copel Distribuição, é fator que contribui para essa redução.

• Mercado cativo

De janeiro a dezembro, o consumo do mercado cativo foi de 19.743 GWh, com variação negativa de 11,6%, em relação ao ano anterior, devido à migração de consumidores para o mercado livre. A quantidade de consumidores cativos faturados pela Copel Distribuição foi 1,8% superior ao verificado em dezembro de 2016, totalizando 4.560.493 consumidores. Em 2017 foram agregados ao sistema 81.726 consumidores cativos.

As tabelas que se seguem apresentam a energia vendida e a classe de consumo em número de consumidores:

Energia vendida (GWh)			
	Dez/17	Dez/16	%
Residencial	7.126	6.932	2,8
Industrial	3.254	5.753	(43,4)
Comercial	4.651	5.059	(8,1)
Rural	2.257	2.179	3,6
Outros	2.455	2.405	2,1
Total	19.743	22.328	(11,6)

Nº de consumidores			
	Dez/17	Dez/16	%
Residencial	3.682.009	3.597.105	2,4
Industrial	76.328	82.021	(6,9)
Comercial	389.844	382.121	2,0
Rural	354.829	360.066	(1,5)
Outros	57.483	57.454	0,1
Total	4.560.493	4.478.767	1,8

• Mercado Fio (TUSD)

Em 2017, a carga fio, que leva em conta todos os consumidores que acessaram a rede da Distribuidora, cresceu 3,4% em relação a 2016.

O mercado industrial fio cresceu 4,9% em 2017, contribuindo para o crescimento do mercado fio. Os ramos que apresentaram crescimento mais significativos foram fabricação de produtos alimentícios, fabricação de celulose, papel e produtos de papel e fabricação de produtos de madeira.

Número de consumidores			
	Dez/17	Dez/16	%
Mercado Cativo	4.560.493	4.478.767	1,8
Concessionárias e Permissionárias	3	4	(25,0)
Consumidores Livres	991	620	59,8
Concessionárias Fio	3	2	50,0
Mercado Fio	4.561.490	4.479.393	1,8

Energia distribuída (GWh)			
	2017	2016	%
Mercado Cativo	19.743	22.328	(11,6)
Concessionárias e Permissionárias	521	614	(15,1)
Consumidores Livres	8.873	5.273	68,3
Concessionárias Fio	78	52	50,0
Mercado Fio	29.215	28.267	3,4

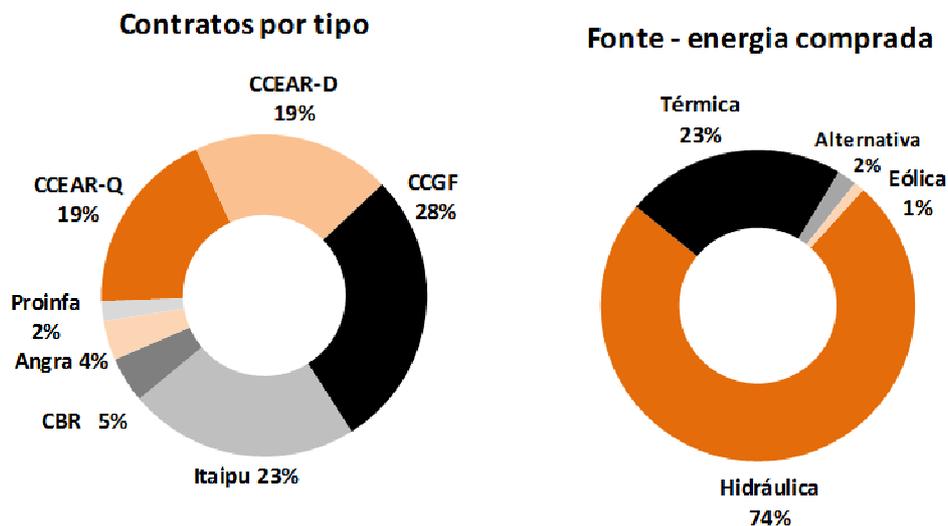
• Compra de energia

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 2017 dos seguintes leilões: 25º Leilão de Energia Nova (A-4), realizado em 18.12.2017, com aquisição de 35 MW médios e início de suprimento a partir de 1º.01.2021, e 26º Leilão de Energia Nova (A-6), ocorrido em 20.12.2017, com aquisição de 239,5 MW médios e início de suprimento a partir de 1º.01.2023.

Para atendimento do mercado em 2017, iniciou-se o suprimento dos contratos negociados em anos anteriores: 3º Leilão de Projetos Estruturantes, contratado em 2010; 15º Leilão de Energia Nova (A-5), contratado em 2012; 19º Leilão de Energia Nova (A-3), contratado em 2014 e 3º Leilão de Fontes Alternativas, contratado em 2015.

Além desses eventos, a Copel Distribuição recebeu a alocação compulsória de novas cotas de garantia física, oriundas das usinas UHEs Volta Grande, Miranda, Jaguará e Pery, que passaram a operar no regime de quotas pela Lei nº 12.783/2013.

Os gráficos abaixo demonstram a composição do portfólio de contratos de compra de energia da Distribuidora, segmentados por tipo de contrato e de fonte:



CCEAR - Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – Por Quantidade e Disponibilidade

CCGF - Contrato de Cota de Garantia Física

CBR – Contrato Bilateral Regulado

Proinfa - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

• 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 essas devem adquirir o volume necessário para o atendimento de 100% de seu mercado, através de leilões do Ambiente de Contratação Regulado – ACR.

A Copel Distribuição conviveu com cenário de sobrecontratação ao longo de 2017, sendo necessárias medidas mitigadoras. Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios.

Não obstante, em caso de não reconhecimento do caráter involuntário desta sobrecontratação, a Copel Distribuição deverá aferir um bônus advindo da venda do montante que extrapola o limite regulatório superior de 105% ao PLD, cujos valores, sobretudo no segundo semestre de 2017, superaram o nosso preço médio de compra.

- **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 específico e sua cobrança começou em janeiro de 2015.

A tabela abaixo demonstra o histórico de bandeiras tarifárias e valores cobrados nos dois últimos anos:

Período	2017	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh)	2016	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh)
Jan	Verde		Vermelha (patamar 2)	R\$ 4,50
Fev	Verde		Vermelha (patamar 1)	R\$ 3,00
Mar	Amarela	R\$ 2,00	Amarela	R\$ 1,50
Abr	Vermelha (patamar 1)	R\$ 3,00	Verde	
Mai	Vermelha (patamar 1)	R\$ 3,00	Verde	
Jun	Verde		Verde	
Jul	Amarela	R\$ 2,00	Verde	
Ago	Vermelha (patamar 1)	R\$ 3,00	Verde	
Set	Amarela	R\$ 2,00	Verde	
Out	Vermelha (patamar 2)	R\$ 3,50	Verde	
Nov	Vermelha (patamar 2)	R\$ 5,00	Amarela	R\$ 1,50
Dez	Vermelha (patamar 1)	R\$ 3,00	Verde	

- **Tarifa Branca**

A partir de 1º.01.2018 será oferecida uma nova modalidade de tarifa que apresenta variação do valor da energia conforme o dia e o horário do consumo.

A intenção da tarifa branca é 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 será oferecida para 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 nºs 414/2010 e 733/2016.

- **Reajuste Tarifária Anual - RTA**

O processo de Reajuste Tarifário é calculado mediante a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que considera a atualização dos custos gerenciáveis da concessionária (parcela B), deduzindo-se os ganhos de produtividade obtidos em função do crescimento de mercado, ou seja, o reajuste tarifário anual tem por objetivo repassar os custos não gerenciáveis (parcela A) e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis (parcela B). O índice de reajuste tarifário é o resultado da razão entre a receita requerida (parcela A + parcela B) e a receita verificada, correspondente à receita auferida pela concessionária nos doze meses anteriores ao processo de reajuste tarifário, caso as tarifas praticadas não tenham sido alteradas até então. A parcela A envolve os custos relacionados à aquisição de energia elétrica, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e receitas irrecuperáveis. A parcela B diz respeito aos custos inerentes à atividade de distribuição de energia, ou seja, custos operacionais e de capital.

A Resolução Homologatória nº 2.255/2017, que reconheceu o resultado do último reajuste tarifário anual da Copel Distribuição, conduziu a efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 5,85%, sendo 5,62%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão, e 6,00%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

3.3.4. Comercialização

A Copel Comercialização S.A. instituída em janeiro de 2016, estabeleceu-se no mercado sob a insígnia Copel Energia, atuando com especialização no mercado livre de compra e venda de energia, motivada pelo movimento acelerado de migração de grandes consumidores do mercado regulado para o Ambiente de Comercialização Livre - ACL. Além de atuar no segmento de compra e venda de energia, oferece ainda, serviços de gestão no mercado livre de energia para seus clientes.

Em janeiro de 2017 foi autorizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a atuar como comercializador varejista, modalidade em que um único agente de comercialização de energia elétrica representa consumidores e geradores sem a necessidade de que estes se tornem agentes da CCEE. O mercado varejista apresenta-se como um mercado promissor, tendo em vista que a maior parcela de migração para o mercado livre de energia ocorre entre os consumidores especiais, empresas com demanda entre 500 kW e 3.000 kW, e que são os potenciais clientes do mercado varejista.

A empresa encerrou 2017 apresentando um crescimento expressivo, com mais de 300 megawatts-médios de energia vendida, e ampliando sua área de atuação, possuindo clientes em 15 Estados brasileiros.

3.3.5. Telecomunicações

A Copel Telecomunicações, conforme autorização da Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, oferece serviços de telecomunicações nos estados do Paraná e Santa Catarina. Os serviços são ofertados desde agosto de 1998 através do uso da rede de fibra óptica (totalizando 32,4 mil km de cabos de fibra óptica até o final de 2017). Além disso, também está envolvida em projeto educacional que visa fornecer acesso à Internet em banda larga a escolas do ensino público fundamental e médio no Estado do Paraná.

Atualmente, a Copel Telecomunicações está presente em 399 municípios do Estado do Paraná e em dois municípios no Estado de Santa Catarina. Todos os municípios estão conectados à rede óptica (*backbone*) da Companhia, que usa a tecnologia DWDM - *Dense Wavelength Division Multiplexing*, permitindo velocidades de transmissão de até 40 canais de 200Gbit/s por fibra óptica.

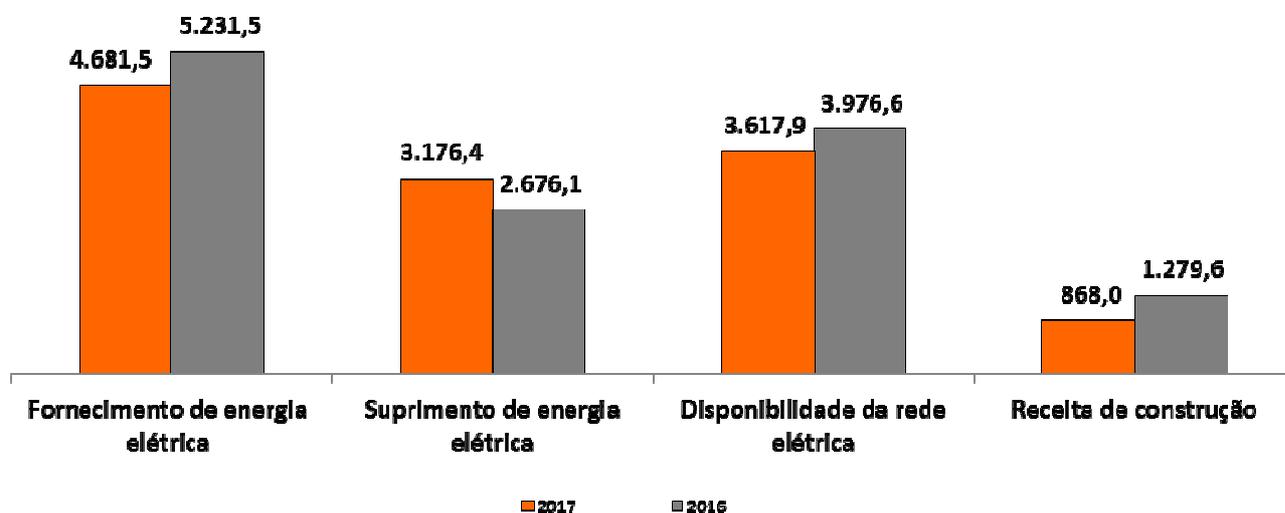
3.3.6. Participações

A Copel tem participação societária e associação com empresas, consórcios e outras instituições, que atuam em diversos setores além da área de energia. Maiores informações na NE 1.1, NE 2, NE 18 e NE 19.7 das Demonstrações Financeiras.

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

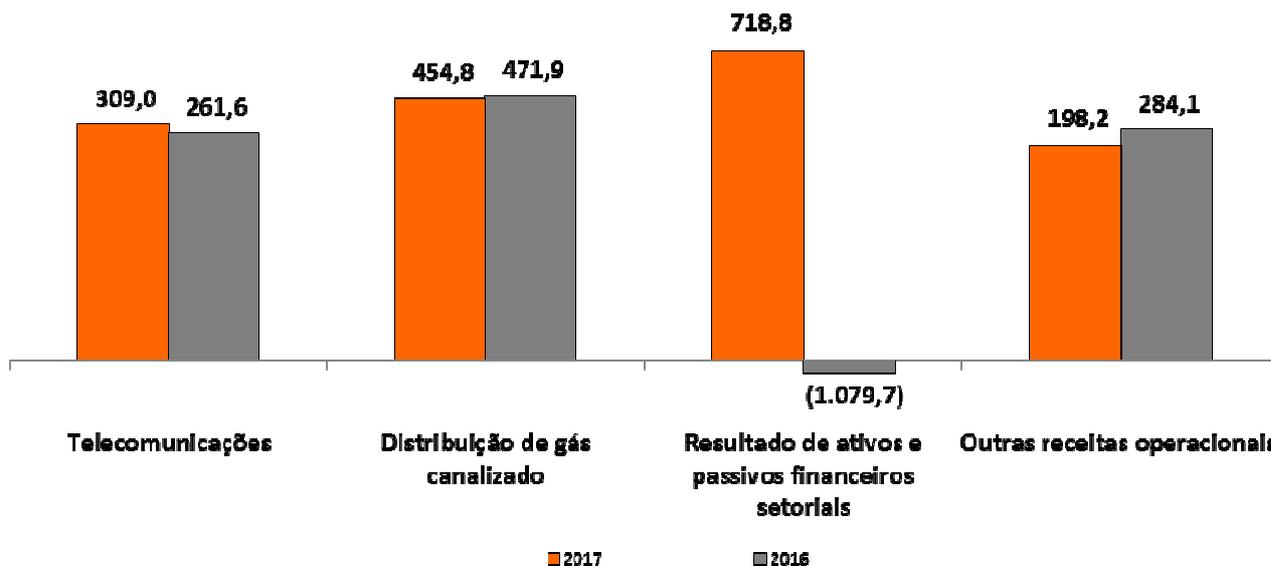
4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2017, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R\$ 922,8 milhões, representando 7% de aumento em relação a 2016. Tal variação decorre principalmente de:



- 1) decréscimo de R\$ 550 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente:
 - da retração de 11,6% do mercado cativo em relação ao ano anterior, devido a migração de consumidores cativos para o mercado livre e pela conjuntura econômica do País; e
 - da redução média de 17,9% na tarifa aplicada a partir de junho de 2016;
- 2) aumento de R\$ 500,3 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, devido principalmente ao acréscimo da receita na CCEE decorrente do maior PLD médio no período, R\$ 318,15/MWh em 2017 ante R\$ 92,40/MWh em 2016 e maior comercialização no Ambiente de Contratação Livre – ACL;
- 3) redução de R\$ 358,6 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, decorrente do reconhecimento da remuneração pela remensuração do fluxo de caixa em decorrência da Portaria MME nº 120, relativo aos ativos RBSE, reconhecido em 2016;
- 4) decréscimo de R\$ 411,6 milhões na **Receita de Construção**. A Companhia contabiliza receitas

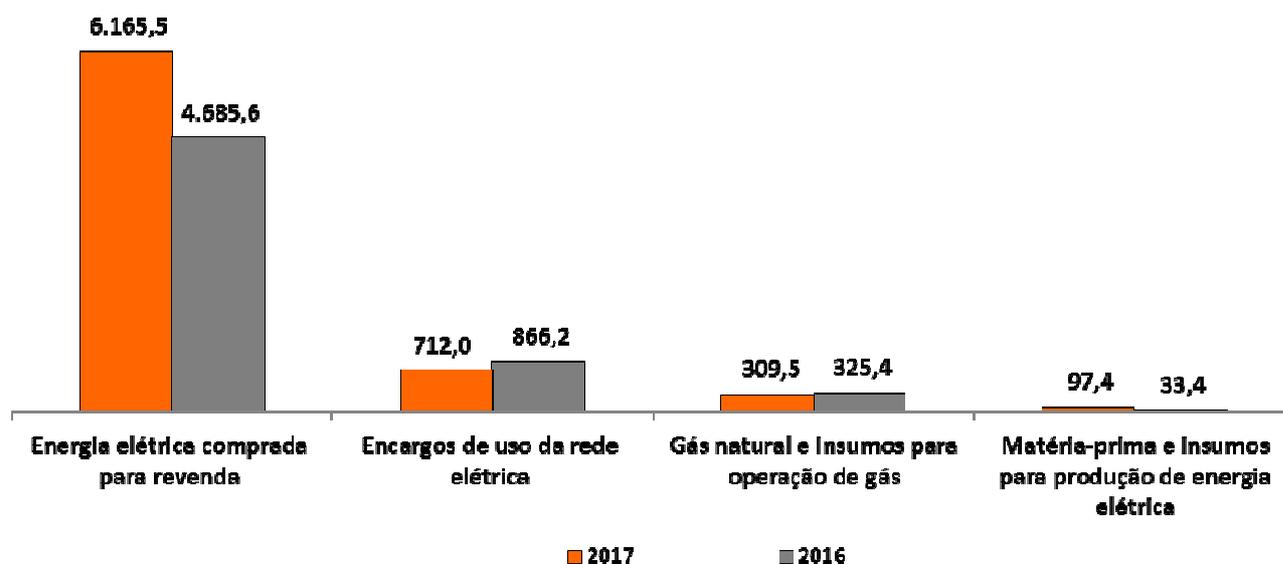
relativas a construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição, transmissão de energia elétrica e gás, as quais totalizaram R\$ 868 milhões em 2017 e R\$ 1.279,6 milhões em 2016. Tais gastos são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **custo de construção**, quando incorrido;



- 5) acréscimo de R\$ 47,4 milhões na **Receita de Telecomunicações**, decorrente principalmente do aumento do número de clientes, sobretudo no mercado varejista, com o produto Copel Fibra;
- 6) decréscimo de R\$ 17,1 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, impactado pela retração do mercado em relação ao ano anterior;
- 7) acréscimo de R\$ 1.798,5 no **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** em virtude do resultado positivo em 2017 de 718,8 milhões, quando em 2016 o resultado foi negativo de R\$ 1.079,7 milhões; e
- 8) redução de R\$ 86 milhões em **Outras Receitas Operacionais** refletindo a menor variação no valor justo do ativo indenizável da concessão - aproximadamente R\$ 75,7 milhões - acompanhado pela redução na renda de prestação de serviços e compensado pelo aumento na receita referente a venda das ações da Sanepar.

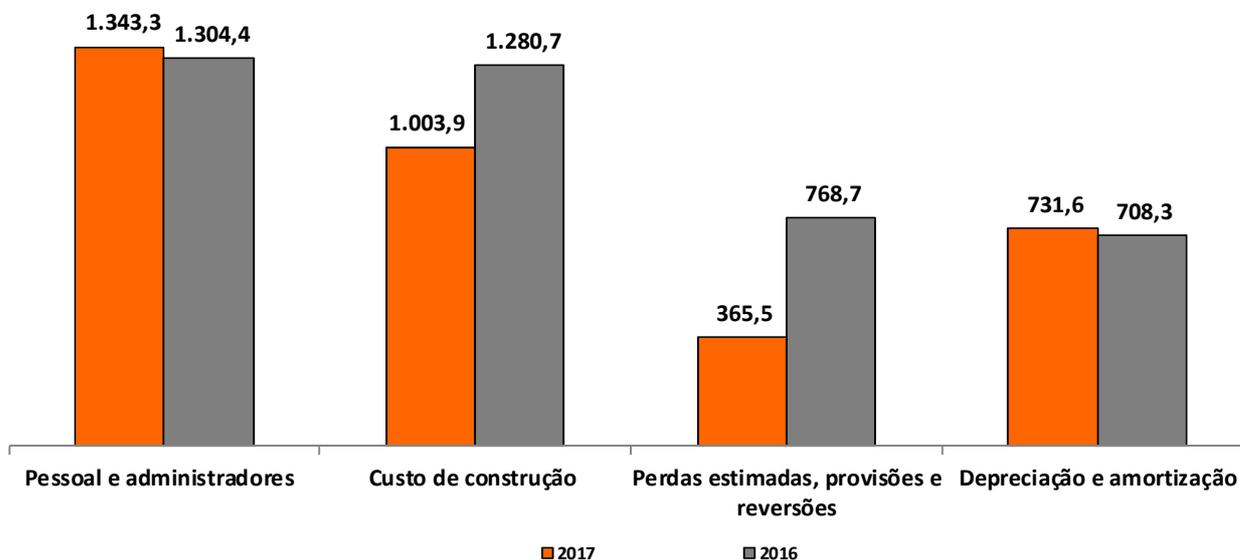
4.2. Custos e Despesas Operacionais

- Não gerenciáveis

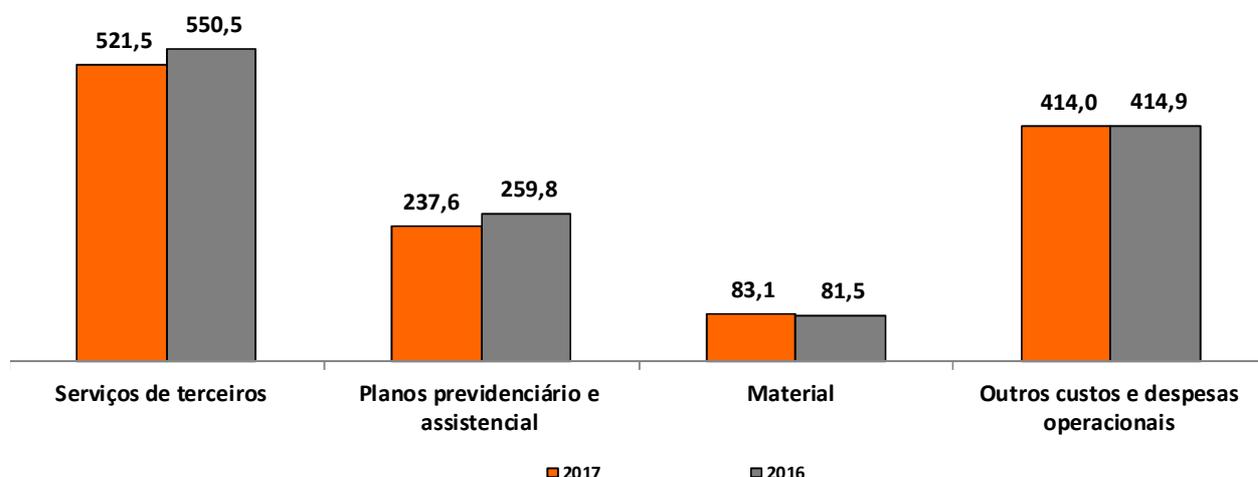


- 1) acréscimo de R\$ 1.479,8 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, devido principalmente ao maior PLD no período e o impacto do GSF - *Generation Scaling Factor* (risco hidrológico) e aumento na comercialização no ACL;
- 2) decréscimo de R\$ 154,2 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente dos menores custos com Encargos dos serviços do sistema - ESS, reflexo dos recursos recebidos da Conta de energia de reserva - Coner e do Encargo de energia de reserva - EER, compensado pela elevação dos custos de rede básica e transporte de energia, devido aos efeitos das indenizações às transmissoras de energia;
- 3) redução de R\$ 15,9 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** devido ao menor consumo; e

• Gerenciáveis



- 4) acréscimo de R\$ 38,9 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo reajuste salarial de 1,6% em outubro de 2017 e 9,9% em 2016, conforme acordo coletivo e variação de R\$ 9,1 milhões de Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias, compensados pelo programa de redução de custos realizado pela companhia;
- 5) redução no **Custo de construção**, passando de R\$ 1.280,7 milhões em 2016 para R\$ 1.003,8 milhões em 2017;
- 6) decréscimo R\$ 403,1 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido, principalmente à reversão de perdas estimadas para redução do valor recuperável de ativo, efeito da negociação de gás com a Petrobras, e redução em PECLD, compensadas pelo aumento na provisão para litígios;



- 7) diminuição de R\$ 29 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente da redução dos serviços de manutenção do sistema elétrico e consultoria e auditoria; compensado pelo aumento nos serviços de comunicação, processamento e transmissão de dados, também em virtude do programa de redução de custos da companhia.
- 8) decréscimo de R\$ 22,2 milhões em **Planos previdenciário e assistencial** decorrente dos efeitos da avaliação atuarial, calculada por atuário contratado.

4.3. EBITDA ou LAJIDA

Consolidado	2016	
Em R\$ milhões	2017	Reapresentado
Lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.118,2	874,5
IRPJ e CSLL diferidos	(105,2)	(69,6)
IRPJ e CSLL	379,9	589,3
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	748,4	594,6
Lajir/Ebit	2.141,3	1.988,8
Depreciação e Amortização	731,6	708,3
Lajida/Ebitda	2.872,9	2.697,1
Receita Operacional Líquida - ROL	14.024,6	13.101,8
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	20,5%	20,6%

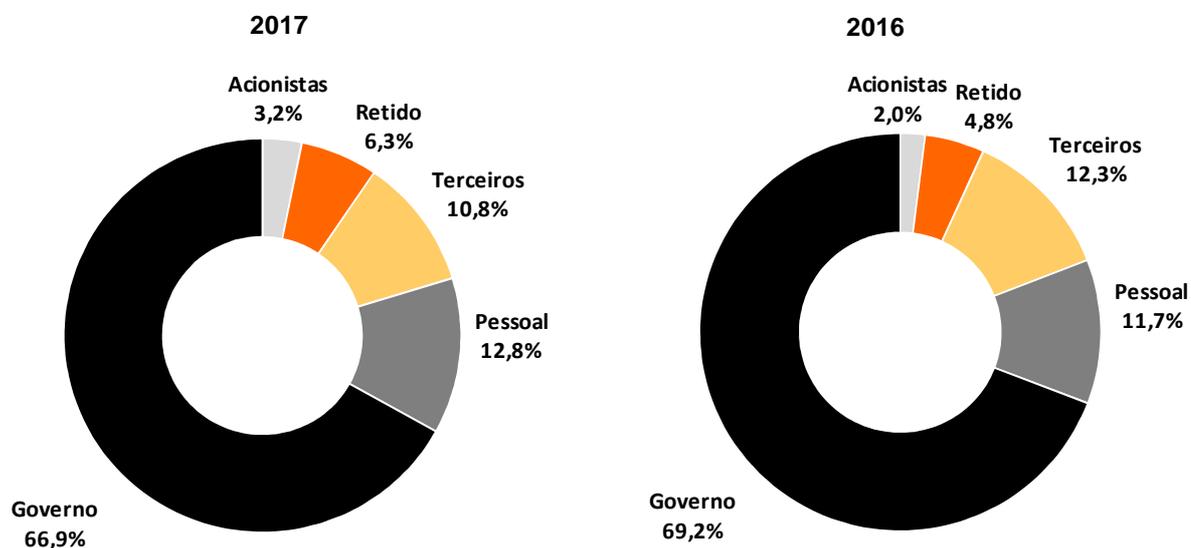
O Ebitda da Companhia, em 2017, foi de R\$ 2.872,9 milhões, apresentando acréscimo de R\$ 175,8 milhões em relação a 2016, o que representa 6,5% de aumento.

4.4. Resultado Financeiro

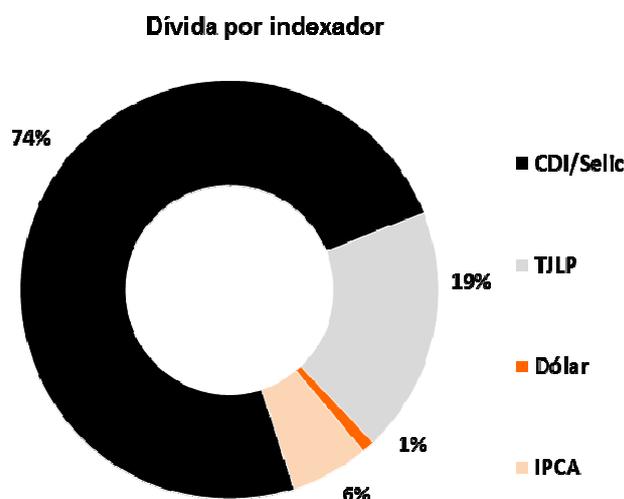
O resultado financeiro apresentou decréscimo de R\$ 153,8 milhões, devido principalmente, à queda de 22,6% na receita financeira, decorrente da redução dos acréscimos moratórios sobre faturas de energia e à deflação dos índices financeiros que atualizam as receitas financeiras.

4.5. Valor Adicionado

No exercício de 2017, a Copel apurou R\$ 11.772,8 milhões de Valor Adicionado — total 7,7% inferior ao ano anterior. 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 a geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, bem como telecomunicações.

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em participações 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 2017 foram liberados os recursos listados a seguir:

Ingressos - 2017 (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
Debêntures	Holding	Debenturistas	520
Debêntures	Copel Geração e Transmissão	Debenturistas	1.000
Debêntures	Copel Distribuição	Debenturistas	500
Debêntures	Copel Telecomunicações	Debenturistas	220
Debêntures	Compagas	Debenturistas	2
NCI 306.401.445	Holding	Banco do Brasil	77
Notas Promissórias - 3ª emissão	Copel Geração e Transmissão	Notistas	500
BNDES - FINAME	Copel Distribuição	BNDES	0
CFX 17/35959-7	Copel Distribuição	Banco do Brasil	75
CCB 21/00851-5	Copel Distribuição	Banco do Brasil	39
CCB 17/35960-0	Copel Distribuição	Banco do Brasil	50
CFX 17/35958-9	Copel Distribuição	Banco do Brasil	59
Total			3.042

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 3.042 milhões, sendo R\$ 1.887 milhões de principal e R\$ 1.155 milhões de encargos.

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

	2019	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
Moeda estrangeira	-	-	-	-	-	88.485	88.485
Moeda nacional	3.192.751	1.103.102	759.627	1.003.861	204.403	1.061.526	7.325.270
Total	3.192.751	1.103.102	759.627	1.003.861	204.403	1.150.011	7.413.755

4.7. Lucro Líquido

Em 2017, o lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora foi de R\$ 1.033,6 milhões, sendo 15,4% superior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 895,8 milhões.

A reserva legal, os dividendos propostos e outros impactos societários registrados no Patrimônio Líquido nas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31.12.2016 foram efetuados, originalmente, com base no lucro divulgado naquelas demonstrações financeiras e não sofreram alterações devido à rerepresentação citada na NE nº 4.1 pois as informações disponíveis à época indicavam que os impactos societários seriam aqueles aprovados pelos órgãos competentes.

Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

	2017			2016			2015
	Total	DIV	JCP	Total	DIV	JCP	Parcela Única
Aprovação na AGO				27/04/17	27/04/17	27/04/17	28/04/16
Aprovação no CAD			13/12/17	27/03/17	27/03/17	27/03/17	15/03/16
Data de pagamento	a definir	a definir	a definir	28/12/17	28/12/17	30/06/17	15/06/16
Lucro Líquido Ajustado	1.053.594			1.012.425			1.223.542
Valor para Ações ON	146.193	11.859	134.334	255.930	113.018	142.912	164.924
Valor para Ações PNA	949	-	949	949	-	949	960
Valor para Ações PNB	142.258	11.542	130.717	249.333	110.247	139.086	160.912
Total Distribuído	289.400	23.401	266.000	506.212	223.265	282.947	326.796

Do lucro líquido verificado no exercício de 2017, apurado de acordo com a legislação societária, a Companhia propõe para distribuição ao acionistas, o montante de R\$ 289,4 milhões, distribuído da seguinte forma: a) juros sobre o capital próprio em substituição aos dividendos, no valor bruto de R\$ 266 milhões, distribuído em R\$ 0,92624 por ação ordinária (ON), R\$ 2,89050 por ação preferencial classe "A" (PNA) e R\$ 1,01887 por ação preferencial classe "B" (PNB); e b) dividendos no valor de R\$ 23,4 milhões distribuído em R\$ 0,08177 por ação ordinária (ON) e R\$ 0,08996 por ação preferencial classe "B" (PNB)

A data do pagamento será deliberada na Assembleia Geral Ordinária.

• Ações

Volume negociado em 2017:

	Volume negociado	ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
B3	Negócios	55.357	225	932.069	3.789
	Quantidade	16.576.500	67.384	192.357.800	781.942
	Volume (R\$ mil)	366.631	1.490	5.551.491	22.567
NYSE	Presença nos pregões	246	100%	246	100%
	Quantidade	321.743	1.797	128.316.176	511.220
	Volume (US\$ mil)	2.110	12	1.118.770	4.457
Latibex	Presença nos pregões	179	71%	251	100%
	Quantidade	-	-	1.515.580	12.736
	Volume (€ mil)	-	-	496	4
	Presença nos pregões	-	-	119	46%

Desempenho do preço das ações:

	Ação	2017	2016	Variação %
B3	ON (CPLE3)	R\$ 21,40	R\$ 19,08	12,2
	média ON	R\$ 22,40	R\$ 19,14	17,0
	PNB (CPLE6)	R\$ 24,95	R\$ 27,36	(8,8)
	média PNB	R\$ 28,29	R\$ 28,76	(1,6)
	Ibovespa	76.402	60.227	26,9
NYSE	Índice de Energia Elétrica	39.732	36.108	10,0
	ON (ELPVY)	US\$ 6,30	US\$ 5,86	7,5
	média ON	US\$ 6,88	US\$ 5,45	26,1
	PNB (ELP)	US\$ 7,63	US\$ 8,48	(10,0)
	média PNB	US\$ 8,87	US\$ 8,39	5,8
Latibex	Índice Dow Jones	24.719,22	19.762,60	25,1
	PNB (XCOP)	€ 6,29	€ 8,08	(22,2)
	média PNB	€ 7,98	€ 7,43	7,4
	Índice Latibex	1.974,20	1.811,60	9,0

4.8. Inadimplência de Consumidores

A Copel passou a calcular, desde 2003, o índice de inadimplência do produto “fornecimento de energia elétrica”, cuja metodologia de cálculo considera inadimplente o consumidor com valores em atraso de mais de 15 dias até 360 dias, em conformidade com o prazo de aviso de vencimento (Resolução Aneel nº 414/2010), sendo que o reconhecimento de perdas dos débitos vencidos é excluído.

Em dezembro de 2017, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição foi de R\$ 226,5 milhões, que equivale a 1,52% do seu faturamento, enquanto em 2016 a Concessionária atingiu R\$ 267,3 milhões, equivalente a 1,61% do faturamento.

Outro indicador de controle da Companhia é o Abradee, cuja metodologia considera débitos vencidos de 1 a 90 dias. O cenário econômico de 2017 colaborou diretamente no aumento deste indicador, 18,35% maior em relação a 2016, devido a concentração de atrasos de 1 a 30 dias.

Indicador	2017	2016	Variação %
Inadimplência Abradee	2,58%	2,18%	18,35%
Inadimplência Companhia	1,52%	1,61%	-5,59%

4.9. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2018 foi aprovado em 13.12.2017 pela 173ª reunião ordinária do CAD. A seguir, os investimentos realizados e os previstos:

Empresas	(em R\$ milhões)	Realizado		Variação %	Previsto 2018
		2017	2016	2017-2016	
Geração e Transmissão		1.071,3	1.879,2	(43,0)	743,6
Distribuição		630,4	777,1	(18,9)	790,0
Telecomunicações		241,1	193,8	24,4	340,2
Empreendimentos Eólicos (1)		566,0	722,2	(21,6)	1.051,4
Outros (2)		-	3,1	(100,0)	3,4
Total		2.508,8	3.575,4	(29,8)	2.928,6

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

(2) Inclui Holding, Copel Renováveis, Copel Comercialização, entre outros.

4.10. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D

Em conformidade com a Lei n.º 9.991/2000, as concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica devem aplicar anualmente um percentual mínimo de sua Receita Operacional Líquida - ROL em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel. Os projetos de P&D no setor de energia elétrica devem ser originais e inovadores. Além desses valores, também é feito recolhimento ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT e ao MME, que em 2017 foi de R\$ 43,9 milhões.

Geração e Transmissão

Em 2017, a Copel Geração e Transmissão aplicou R\$ 17,9 milhões na execução de 29 projetos de P&D, entre os quais sete são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada de Projetos. Em 11 projetos participou de forma cooperada com outras empresas. Aplicou, ainda, aproximadamente R\$ 600 mil na gestão dos projetos de P&D por meio de projetos de gestão, totalizando R\$ 18,5 milhões investidos em P&D.

Distribuição

Em 2017, foram investidos R\$ 18,4 milhões em: a) 40 projetos de P&D, quatro concluídos ao longo do ano e permanecendo 36 projetos em execução; b) participação de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico em nove projetos, dentre eles dois estratégicos cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, através de chamada de projetos.

Foram realizadas contratações de 12 novos projetos através de duas Chamadas Públicas, atendendo aos Chamamentos publicados pela Aneel de “Projeto Estratégico: Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” e “Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D: Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Públicas de Educação Superior”. Os investimentos perfazem montante de R\$ 85 milhões a serem realizados em até quatro anos.

4.11. Programa de Eficiência Energética – PEE

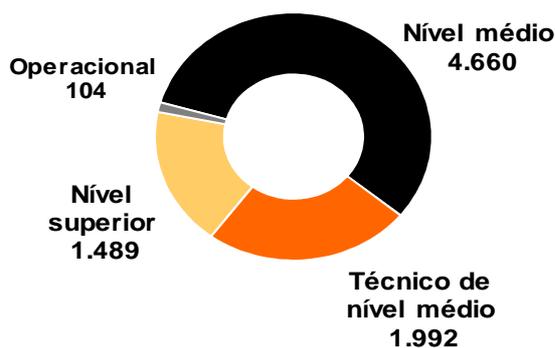
O Programa de Eficiência Energética promove a eficiência no uso final da energia elétrica, por meio da aplicação de recursos financeiros, fixado percentual mínimo da Receita Operacional Líquida – ROL, conforme Lei nº 9.991/2000 e Resolução Normativa Aneel nº 556/2013.

A Copel Distribuição aplicou R\$ 15,2 milhões em projetos de PEE em 2017.

5. RECURSOS HUMANOS

5.1. Gestão de pessoas

Quadro próprio por carreira



Considerando a Copel Holding, Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Telecomunicações e Copel Comercialização a Companhia possui 8.245 empregados no quadro próprio. Foram admitidos 71 novos empregados em 2017 mediante concurso público. Durante o mesmo período, 356 empregados desligaram-se da Companhia. A taxa de rotatividade foi de 2,5% em 2017 e 1,7% em 2016.

• 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 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 à Companhia.

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.

Em 2017, foram investidos R\$ 7,5 milhões de reais em treinamento e desenvolvimento de pessoal. Ao todo, foram realizados 2.781 eventos de treinamento, com 41.407 participações, totalizando 459.782 horas de treinamento, com média de 53,35 horas de treinamento por empregado e 119 participações em eventos de longa duração (cursos de idiomas e pós-graduação).

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 e aos negócios da Companhia.

Destacamos, em 2017, a expansão das ações de Educação à Distância da Copel, a continuidade da execução do Programa de Liderança, já com os primeiros resultados apresentados, e o fortalecimento dos Programas de Integridade e Acessibilidade.

Educação à Distância da Copel

Em 2017 houve um salto 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 em 2017 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 durante todo o ano de 2017. Foram diversas ações visando melhor preparação do corpo gerencial da Copel e mudança da cultura de gestão da Companhia. O grande objetivo do programa tem sido formar líderes preparados para a gestão responsável dos negócios e preocupados com o bem estar e o desenvolvimento das pessoas à sua volta.

As ações educacionais do programa abrangeram treinamentos presenciais específicos para cada nível gerencial, cursos à distância sobre elementos considerados essenciais para boa gestão e eventos presenciais com todos os líderes da Companhia para a discussão de temas estratégicos para a Copel.

Também em 2017 foi possível perceber os primeiros resultados do programa. Pesquisa realizada com todos os empregados no final do ano, apontou que já há uma percepção positiva sobre nova postura que está sendo adotada pelo corpo gerencial da Companhia.

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 2017, 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 nas rotinas da Copel.

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. Em 2017, participaram do programa 94 empregados, realizando cursos de alemão, espanhol e inglês.
- 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. Em 2017, 25 empregados realizaram cursos de pós-graduação em níveis *lato sensu* e *stricto sensu*.
- Intercâmbios e cursos no exterior - proporciona atualização constante sobre temas relativos aos negócios da Companhia, além de trocas de experiências e divulgação de trabalhos e pesquisas.

- **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; complementação de auxílio doença; e outros benefícios proporcionados pelo convênio existente entre a Copel e o Instituto Nacional do Seguro Social - INSS. 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 2017 (R\$ 1.764,78) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 937,00) era de 1,88 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. O cumprimento das cláusulas dos ACTs mitiga possíveis problemas com sindicatos e empregados. Além disso, as dispensas por justa causa são precedidas de processo administrativo sumário, regulado por norma administrativa interna, que garante ao empregado o direito a ampla defesa.

- **Avaliação de desempenho**

O “Nossa Energia” é o programa de gestão de desempenho da Copel, composto por dois eixos: Competências Organizacionais e Resultados. Esse programa subsidia a aplicação de diferentes tratativas em relação a carreira e remuneração e desenvolvimento profissional, tais como promoções funcionais, meritocracia, adequação funcional, participação em conferências, treinamentos, bolsas para pós-graduação e línguas estrangeiras, entre outros. Iniciado em 2013, o plano passou por melhorias pontuais e eficazes proporcionadas pela experiência dos ciclos anteriores e vivência dos gerentes e empregados nas práticas de gestão de desempenho na Copel. A intenção é que, a cada ciclo, ele traga aprendizados e aprimoramentos para proporcionar maior aderência à cultura e à realidade da Companhia.

6. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

6.1. Fornecedores

A Copel, como sociedade de economia mista, está sujeita à Lei nº 8.666/93 e à Lei Estadual nº15.608/2007. Uma vez que todo o processo de seleção de fornecedores está restringido por essas leis, a Companhia não escolhe os fornecedores com base em questões trabalhistas, de direitos humanos ou ambientais. No entanto, a Copel exige a conformidade com a legislação trabalhista e fiscal em editais de licitação, cláusulas contratuais, manuais de cadastramento de fornecedores e normas e manuais técnicos permanentemente disponibilizados online.

As questões socioambientais, de direitos humanos e trabalhistas são abordadas pela Copel durante o processo de integração, realizado com cada novo fornecedor. Elas também estão contempladas em cláusulas específicas nos contratos de aquisição de obras e serviços. O descumprimento gera suspensão do contrato e impedimento, por até dois anos, de participar de novas licitações da Companhia.

A Copel classifica fornecedores considerados críticos pela Companhia com o objetivo de minimizar potenciais riscos no fornecimento de produtos e serviços, bem como proteger o negócio. Os parceiros recebem classificação a partir da identificação pela Copel de riscos significativos, considerando aspectos legais, financeiros, ambientais, de saúde e segurança no trabalho, de segurança da população, de imagem da empresa, de percepção do cliente e sociedade, e de processos.

6.2. 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**

Em 2017, a Copel foi reconhecida pela quarta vez consecutiva como a melhor distribuidora do País segundo a avaliação dos clientes. Esse reconhecimento tem origem na pesquisa Abradee de satisfação dos clientes

e concede à empresa vencedora o prêmio Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida - ISQP. A pesquisa é realizada com cerca de 50 distribuidoras de todo o País.

A Abradee também premiou a Copel como a melhor distribuidora da Região Sul, conforme a avaliação dos clientes e a reconheceu como a melhor em responsabilidade social. Além desse prêmio, a Companhia realiza uma pesquisa com clientes rurais a cada quatro anos e com clientes do poder público no primeiro e no último ano de mandato dos prefeitos. O indicador de satisfação também é monitorado pela pesquisa anual realizada pela Aneel, com foco nos clientes residenciais. A Cier também entregou à Copel o prêmio Oro. A seguir, os resultados alcançados em 2017 e nos dois anos anteriores:

	2015	2016	2017
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente Residencial	88,6%	88,8%	90,3%
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente do Grupo B Não Residencial	86,5%	84,8%	Não participou
Pesquisa Abradee de Satisfação - cliente do Grupo A	78,6%	85,9%	82,4%
Pesquisa Aneel de Satisfação dos Clientes - IASC	60,3%	73,1%	80,7%
Pesquisa Cier de Satisfação dos Clientes	Prêmio Plata	Prêmio Oro	Prêmio Oro
Pesquisa de Satisfação do Cliente Rural	77,9%	Não realizada	Não realizada

Obs.: Pesquisa de Satisfação do Cliente Rural é realizada a cada 4 anos

• Copel Telecomunicações

A Copel Telecomunicações realiza pesquisas periódicas de opinião desde 2008. A partir de 2015, passou a adotar o mesmo instrumento de coleta de dados utilizado pela Anatel, o que possibilitou a comparação dos resultados dos indicadores de qualidade da Companhia com o de outras empresas do setor.

6.3. Comunidade e Meio Ambiente

Atividades de geração, transmissão e distribuição de energia geram impactos socioeconômicos positivos e negativos nas regiões onde são instaladas. A Copel é consciente dos impactos gerados pelos seus empreendimentos e desenvolve ações de prevenção e mitigação em consonância com a legislação vigente e com as diretrizes estabelecidas pela sua Política de Sustentabilidade e pelo seu Código de Conduta, que contemplam os compromissos assumidos no âmbito do Pacto Global da ONU.

Em casos de deslocamento de população, a avaliação é feita por meio do Cadastro Socioeconômico. Quando há casos de vulnerabilidade social, a Copel realiza o processo de realocação da família e a compensação social pelos danos causados na instalação de seus empreendimentos, além indenizar as propriedades desapropriadas.

• UHE Colíder

Em 2017, foi concluída a execução do Programa de Arranjos Produtivos Locais, vinculado ao processo de

licenciamento ambiental de implantação da UHE. Através dessa iniciativa, 100 propriedades de agricultura familiar dos municípios de Colíder, Itaúba, Nova Canaã do Norte e Cláudia receberam visitas técnicas mensais de engenheiros agrônomos que orientaram os moradores sobre agricultura sustentável, prioritariamente orgânica, além da realização de oficinas de capacitação em processos de gestão, beneficiamento e comercialização dos produtos da agricultura familiar para melhorar as condições de inserção dos agricultores na cadeia produtiva local. A execução do programa proporcionou melhoria na produtividade dos agricultores contemplados pelo programa e redução de gastos com insumos externos, o que propiciou aumento direto de renda para as famílias. Outro destaque foi a avaliação positiva dos gestores públicos dos quatro municípios, fortalecendo o bom relacionamento entre as duas esferas e aumentando a confiabilidade da empresa na região.

- **LT 500 kV Araraquara - Taubaté**

A Copel mitiga os impactos causados pela instalação de linhas de transmissão. De modo geral, as propriedades e moradores registram perdas territoriais e produtivas estabelecidas pela faixa de servidão, bem como a alteração de aspectos da paisagem natural local.

A Companhia paga uma remuneração compensatória aos proprietários por suas perdas e adota uma série de programas que atendem às condicionantes de licenciamento ambiental.

Na instalação da linha de transmissão LT 500 kV Araraquara – Taubaté, com 356 km de extensão, que passa por 28 municípios do Estado de São Paulo, a Companhia está realizando o Programa de Compensação Social, devido à perda de atividades econômicas em algumas comunidades, e mais outros quatro programas. Em 2017, foi realizada a realocação da última família residente em Araras.

- **Redes de Distribuição**

Em 2017, 619 pessoas foram compensadas pela instituição de faixa de servidão das obras de Linha de Distribuição de Alta Tensão (LDAT), que não geram desapropriação de áreas, mas estabelecem restrições de uso, levando ao pagamento de indenizações.

Na implementação de novos empreendimentos, a Copel realiza ações de sensibilização juntos aos fornecedores que realizarão as obras e o Programa de Relacionamento com a Comunidade, que visa prestar esclarecimentos sobre a obra a ser realizada.

- **Paraná Conectado**

A Copel Telecomunicações mantém a base de clientes do Paraná Conectado, programa de acesso à internet banda larga em cidades de até 10 mil habitantes e baixo IDH por custo subsidiado. Em 2017, duas

escolas foram contempladas, atendendo a cerca de 400 alunos. Em 2018, o Projeto será expandido e terá continuidade em Curitiba e no interior do Paraná.

- **Projeto Internet sem *Bullying***

O projeto Internet sem *Bullying* visa a sensibilização da sociedade para o problema do *cyberbullying*. O *bullying* é a principal causa de depressão e suicídio entre jovens. O projeto visa levar palestras de sensibilização buscando obter o comprometimento dos alunos dos últimos anos do ensino fundamental, das escolas estaduais.

- **Comunidades indígenas**

A Copel desenvolve projetos para garantir o acesso de aldeias indígenas à energia. As comunidades localizadas em unidades de conservação ambiental ou em áreas onde não é possível levar a rede distribuição de energia recebem, por exemplo, painéis fotovoltaicos e treinamentos para o uso eficiente da energia.

Em 2017, 911 unidades consumidoras de indígenas estiveram inscritas na Tarifa Social de Energia Elétrica - Baixa Renda e não houve casos de violação de direitos de povos indígenas.

- **Programa Luz Fraterna**

O Programa Luz Fraterna, do Governo do Estado do Paraná, realiza o pagamento das faturas dos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica, desde que o consumo não ultrapasse 120 kWh. Em 2017, o total de recursos do Governo do Estado com programa foi da ordem de R\$ 37,3 milhões, com 158 mil famílias atendidas mensalmente, em média.

- **Programa Tarifa de Irrigação Noturna e Programa Tarifa Rural Noturna**

Programas realizados em parceria entre a Secretaria de Estado da Agricultura e do Abastecimento - SEAB, o Instituto Paranaense de Assistência Técnica e Extensão Rural - Emater e a Secretaria de Estado do Meio Ambiente – Sema e a Copel, visam incentivar a produtividade agrícola mediante desconto de 60 a 70% na tarifa de energia elétrica utilizada para a produção, no período entre 21h30h e 6h, bem como subsídios na construção/reforço de redes para atendimento aos irrigantes. Valores mais baixos da conta de energia refletem diretamente na redução dos custos de produção e possibilitam aumento da renda do produtor rural. Até Dezembro de 2017, estavam cadastradas 4.400 unidades consumidoras na Tarifa de Irrigação Noturna e 12.000 no Programa Tarifa Rural Noturna.

• Tarifa Social de Energia Elétrica

A Tarifa Social de Energia Elétrica - TSEE oferece descontos sobre o consumo de energia elétrica até o limite de 220 kWh, às famílias inscritas no Cadastro Único dos Programas Sociais do Governo Federal, desde que obedecidos os demais critérios dispostos na Resolução Aneel nº 414/2010, resultando em economia para o consumidor. Em 2017, foram atendidas 299.709 unidades consumidoras com benefício regular, representando 8,2% do total de domicílios atendidos pela Copel Distribuição, no total de R\$ 107,5 milhões.

• Incentivos Fiscais

A Copel, por meio de renúncia fiscal, apoia diversos projetos de incentivo à cultura através de lei federal (Lei Rouanet), lei estadual (Programa Estadual de Fomento e Incentivo à Cultura do Paraná - Profice) e lei municipal (Lei do Mecenato da Fundação Cultural de Curitiba). Além dos projetos culturais, a empresa incentiva projetos esportivos por meio da lei federal de incentivo ao esporte e projetos sociais atinentes ao estatuto da criança e do adolescente (Fundo da Infância e do Adolescente - FIA), ao estatuto do idoso (Fundo do Idoso) ou a projetos voltados ao desenvolvimento da saúde (Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - Pronon e Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - Pronas).

Em 2017, o destaque ficou por conta do apoio ao Profice, propiciando o incentivo a 113 projetos por meio da renúncia fiscal do ICMS. A Copel incentivou projetos culturais nas áreas de teatro, música, dança, circo, literatura, audiovisual, patrimônio cultural, entre outros.

• Voluntariado Corporativo - EletriCidadania

O Programa permite que os empregados utilizem até quatro horas mensais do seu tempo de trabalho para a execução, de forma voluntária e espontânea, de ações comunitárias que, muito além do simples assistencialismo, levem ao desenvolvimento sustentável da sociedade em todos os aspectos, sejam eles culturais, educacionais ou profissionais. Em 2017, foram realizadas ao todo 3.045 horas de voluntariado.



EletriCidadania

• Programa Morar Bem Paraná

Em 2011, através do Decreto nº 2.845/2011, foi instituído o Programa Morar Bem Paraná. Este convênio tem o objetivo de incentivar produção e aquisição de novas unidades habitacionais, requalificação, ampliação ou reforma de imóveis urbanos e rurais, regularização fundiária e urbanização para famílias com

renda mensal de até seis salários mínimos (nacional), bem como o desenvolvimento estadual de habitação de interesse social. Nesse convênio, cuja gestão é realizada pela Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar, cabe à Copel Distribuição a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviço das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais. Em 2017, o programa contabilizou 1.671 novas unidades habitacionais.

• **Telemedicação Grupo A**

Os dados deste faturamento são obtidos automaticamente, sem a necessidade de deslocamento de leiturista. Este tipo de medição à distância possibilita a coleta automatizada de dados em tempo real (*on time*), otimizando o processo em vista da precisão na coleta, tratamento e disponibilidade dos dados, inclusive para os clientes, via Internet.

Esse sistema tem ainda a capacidade de monitorar o uso da energia elétrica, emitindo alarmes, quando situações anômalas ocorrem, contribuindo para a detecção de defeitos e procedimentos irregulares na medição e reduzindo as perdas comerciais da Copel.

• **Projeto Paraná *Smart Grid***

O Projeto Paraná *Smart Grid* foi proposto como parte das ações instituídas pelo Decreto Estadual nº 8.842/2013, com o objetivo de aprimoramento do sistema de telemedicação. Foi concebido para aprimorar a qualidade dos serviços e a capacidade de atendimento da Companhia no sistema elétrico e no sistema de telecomunicações.

O Projeto foi finalizado em 2017, sendo registradas as seguintes conclusões: para a automação da medição não há uma padronização entre fornecedores, fazendo com que a distribuidora de energia fique dependente do sistema proprietário implantado. Com relação a automação da rede de média tensão, considerada uma das principais ferramentas para a redução da frequência e do tempo de duração das interrupções, os testes realizados foram fundamentais para a expansão dos sistemas de Guaíra, Ponta Grossa, Maringá e Londrina, a mesma filosofia será implantada para automação na área rural do estado.

Através do projeto também foram realizados estudos da microgeração através de fontes intermitentes e testes com veículos elétricos. As constatações estão sendo utilizadas para a conexão de novos acessantes e preparação da rede para o futuro.

• **Programa Iluminando Gerações**

O Projeto Iluminando Gerações visa levar às comunidades dos municípios da área de concessão da Copel, em seus diversos segmentos, orientações em caráter informativo e preventivo, sobre sustentabilidade, uso

consciente e seguro da energia elétrica, utilização dos recursos naturais e destinação correta dos resíduos, contribuindo para ampliar a consciência sobre o assunto. Em 2017 o programa levou orientações sobre uso eficiente e seguro de energia e sustentabilidade para mais de 50 mil alunos do Paraná, atuando também junto as instituições, empresas, feiras e eventos junto às comunidades com cerca de 30 mil participantes.

- **Programa + Clic Rural**

Lançado em 2015, visa a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica na área rural, com foco nas atividades agropecuárias integradas com processos produtivos sensíveis a interrupções.



Em 2017, foram investidos R\$ 70 milhões em novas tecnologias em sistemas de automação e comunicação, subestações de 34/13 kV e obras de melhoria e de reforço na rede.

A iniciativa está voltada aos quatro setores mais sensíveis à qualidade do fornecimento de energia no Estado do Paraná: suinocultores, fumicultores, aviários e produtores de. Ao todo, com essas iniciativas, foram beneficiadas mais de 200 mil unidades consumidoras rurais paranaenses. Entre os principais avanços realizados no período está a implantação de 55 sistemas de reconfiguração automática de rede, já instalados.

- **Projeto Mais que Energia**

Criado em 2014, tem como objetivo a implantação, expansão e consolidação de projetos e programas de investimentos sociais para a comunidade. O primeiro projeto, com recursos oriundos da linha de Investimentos Sociais de Empresas - ISE, do BNDES, em um montante de R\$ 750 mil, visa apoiar instituições e escolas que atendem pessoas surdas e/ou surdo-cegas.



Em 2017, ocorreu a contratação de empresa especializada para a execução dos projetos arquitetônicos e complementares das duas primeiras instituições selecionadas e a compra dos equipamentos para mais um projeto selecionado.

- **Projeto Fatura Solidária**

Projeto que visa expandir o número de consumidores que recebem suas faturas de energia por meio digital e beneficiar dessa forma as Associações de Pais e Amigos dos Excepcionais do Estado do Paraná - APAEs. A cada adesão pela fatura por e-mail a Copel doa R\$ 1,00 para as APAEs. Desde o início do

projeto em 2015, até o final de 2017 foram doados mais de R\$ 1 milhão.

- **Programa Cultivar**

Tem como objetivo implementar hortas comunitárias nos imóveis sob linhas de energia elétrica da Companhia, em parceria com prefeituras municipais e comunidades. Através da ocupação social de espaços ociosos, pretende-se promover inclusão, segurança alimentar e geração de renda. Em 2017 foi renovado o Termo de Cessão de Uso de Bem Público Não Remunerado da Horta Vila Esperança em Maringá e foram assinados os Termos de Cessão para três novas hortas a serem implantadas na cidade de Cascavel.



- **Cobrança de Valores de Terceiros - CVT**

Consiste na prestação de serviço e gestão comercial de lançamento, controle e arrecadação de valores de terceiros através das faturas, por contrato ou convênio. Os limites para doações são de R\$ 1,00, no mínimo, e R\$ 1.500,00, no máximo. Em 2017, foram em média 262 mil doações/mês com arrecadação média mensal de R\$ 2,5 milhões, distribuídas entre 110 instituições.

- **Reservatórios e qualidade da água**

Nos reservatórios e em seus entornos, a Copel monitora possíveis intervenções ambientais e age de forma específica para sanar irregularidades identificadas no que diz respeito a construções irregulares na área de concessão, lançamento de efluentes, estabilidade de taludes, uso e ocupação das Áreas de Proteção Permanente, caça e pesca ilegais, entre outros. Para auxiliar no processo de preservação das áreas de relevante interesse ambiental, a Companhia possui convênio com o Batalhão de Polícia Ambiental do Estado do Paraná, participa ativamente dos Comitês de Bacia Hidrográfica e Conselho Nacional e Estadual de Recursos Hídricos, realizando o monitoramento, em tempo real, da situação hidrológica dos rios onde possui reservatórios, além de realizar o monitoramento da qualidade da água.

- **Ecosistemas**

Empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia podem gerar impactos no ecossistema da região onde são desenvolvidos. De acordo com seus princípios e com a legislação ambiental vigente, a Copel realiza estudos ambientais antes de iniciar a instalação de novos empreendimentos. Os resultados desses estudos permitem a elaboração de projetos baseados no menor impacto negativo possível.

Empreendimentos de geração

O ecossistema de regiões onde são construídos empreendimentos de geração hidrelétrica pode registrar a redução de espécies de flora e fauna, devido à criação do reservatório e alterações dos processos ecológicos fora da faixa natural de variação. Para mitigar esses possíveis impactos, a Copel realiza programas de supressão de vegetação, monitoramento e resgate da flora e da fauna, recuperação de Áreas de Preservação Permanente, reposição florestal, monitoramento e resgate arqueológico, entre outros. Destaca-se que as áreas passam por vistorias e estudos periódicos para a elaboração do Relatório Técnico que, além de permitir a prevenção e a correção de possíveis impactos, mantém os órgãos ambientais responsáveis informados sobre o desenvolvimento do empreendimento.

Com relação aos empreendimentos de geração eólica, os principais impactos estão na fase de implantação quando podem ocorrer a fragmentação e o efeito de borda ocasionados pela supressão da vegetação e perda de habitats, aumento do risco de acidentes com a fauna e riscos de aumento de atividades de caça. Para mitigar esse tipo de impacto, durante a construção dos complexos eólicos são implementados os Programas de Afugentamento e Resgate da Fauna, bem como Programa de Resgate e Manejo das Espécies Vegetais.

Empreendimentos de transmissão e distribuição

Os empreendimentos de distribuição e transmissão de energia podem gerar fragmentação florestal e redução da população de espécies nativas, uma vez que há supressão de vegetação na faixa de servidão. A Copel define o traçado das suas linhas de transmissão e área de subestações considerando o menor impacto possível. No entanto, se houver obrigatoriedade de traçado, para reduzir o impacto na região, são instaladas torres mais altas na faixa de servidão. Em 2017, foram realizados estudos ambientais e inventários florestais e em nenhum deles foram identificados impactos de alta relevância para a biodiversidade. Também deve-se destacar que o ICMBio aprovou o plano de trabalho do projeto piloto de Manejo Integrado de Vegetação em execução, no litoral paranaense, que diminui a necessidade de roçadas nessas áreas e os impactos ambientais causados por tal atividade.

- **Programa Florestas Urbanas**

A Copel apoia as prefeituras no planejamento da arborização das vias públicas desde 2007, contribuindo com a melhoria ambiental das cidades e a redução das interrupções no fornecimento de energia, causadas pelo choque das árvores contra os sistemas elétricos. A iniciativa, que tem como destaque a produção própria de mudas nos hortos florestais da Companhia, já utilizou mais de 40 mil mudas na arborização de ruas.



- **Compensação florestal**

A Desde 2012, a Copel Geração e Transmissão e o Instituto Ambiental do Paraná -IAP atuam em parceria na produção de mudas florestais nativas para a restauração de Áreas de Preservação Permanente, Reservas Florestais Legais e Áreas de Reposição Florestal do Estado do Paraná.

Outra parceria relevante da Copel Geração e Transmissão é com o Batalhão de Polícia Ambiental - BPAmb para garantir agilidade e efetividade nas ações de proteção das áreas de preservação permanente restauradas no entorno de seus reservatórios, agindo preventivamente na proteção dos corpos hídricos, fauna e flora.

Ainda no âmbito da compensação florestal, a Copel Geração e Transmissão é responsável por proteger e restaurar habitats nas áreas de uso sustentável e áreas relacionadas a unidades de proteção natural.

Devido à supressão de vegetação em linhas de distribuição e subestações, a Copel Distribuição realizou ações compensatórias de reposição florestal através da entrega de mudas para prefeituras, para plantio em áreas urbanas, no total de 430 mudas florestais nativas e 1.345 mudas de arborização urbana.

- **Projeto de Crédito de Carbono**

A Elejor iniciou o projeto de formação de seus Créditos de Carbono em outubro de 2000. Sob o nome de Fundação Santa Clara *Energetic Complex Project - FSCECP*, o *Project Design Document Form - PDD* foi aprovado pela *United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC* em 2008.

O *Certified Emission Reductions - CER* é uma *commodity* e o preço segue, na grande maioria dos casos, o registro da *BlueNext (www.bluenext.eu)*, que registra todas as operações de compra e venda que ocorrerem no mundo. Os valores oscilam de forma análoga a uma bolsa de valores convencional. O projeto tem validade por 21 anos, sendo revisado a cada sete anos, segundo as regras atuais do Protocolo de Kyoto.

7. BALANÇO SOCIAL

BALANÇO SOCIAL ANUAL						
Em 31 de dezembro de 2017 e 2016						
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)						
					2017	2016
1 - BASE DE CÁLCULO						
NE 32	Receita Líquida - RL	14.024.573			13.101.753	
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS						
			% Sobre RL			% Sobre RL
NE 33.2	Remuneração dos administradores	23.240	0,2	20.885		0,2
	Remuneração dos empregados	942.312	6,7	923.454		7,0
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	141.128	1,0	132.193		1,0
	Encargos sociais compulsórios	316.680	2,3	307.057		2,3
	Plano previdenciário	80.180	0,6	76.583		0,6
	Saúde (Plano assistencial)	179.319	1,3	205.458		1,6
	Capacitação e desenvolvimento profissional	7.645	0,1	11.091		0,1
NE 33.2	Participação nos lucros e/ou resultados	68.817	0,5	64.814		0,5
	Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias	53.468	0,4	44.276		-
(1)	Outros benefícios	15.729	0,1	16.630		0,1
	Total	1.828.519	13,0	1.802.441		13,8
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS						
			% Sobre RL			% Sobre RL
	Cultura	18.118	0,1	11.672		0,1
	Saúde e saneamento	1.130	-	637		-
	Esporte	1.129	-	712		-
	Outros	72.911	0,5	63.693		0,5
	Pesquisa e Desenvolvimento	41.318	0,3	38.485		0,3
	Programa de Eficiência Energética	22.451	0,2	11.459		0,1
	Programa Morar Bem	3.044	-	5.142		0,0
	Programa Tarifa Noturna	1.576	-	2.447		-
	Outros	4.522	-	6.160		-
	Total das contribuições para a sociedade	93.288	0,7	76.714		0,6
	Tributos (excluídos encargos sociais)	7.626.806	54,4	8.580.273		65,5
	Total	7.720.094	55,0	8.656.987		66,1
4 - INDICADORES AMBIENTAIS						
			% Sobre RL			% Sobre RL
	Investimentos relacionados com as operações da empresa	980.140	7,0	887.405		6,8
	Investimentos em programas e/ou projetos externos	2.178	-	703		-
	Total	982.318	7,0	888.108		6,8
(2)	Quantidade de sanções ambientais	4		1		
	Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	361		19		
Metas ambientais					2017	Metas 2018
	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		() não possui metas		
		() cumpre de 0 a 50%		() cumpre de 0 a 50%		
		() cumpre de 51% a 75%		() cumpre de 51% a 75%		
		(X) cumpre de 76% a 100%		(X) cumpre de 76% a 100%		

NE - Nota Explicativa

	2017	2016
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)		
Empregados no final do período	8.432	8.716
Admissões durante o período	76	97
Escolaridade dos empregados(as):	Homens Mulheres Total	Homens Mulheres Total
Total Superior e extensão universitária	3.132 1.311 4.443	3.098 1.320 4.418
Total 2º Grau	3.254 585 3.839	3.500 629 4.129
Total 1º Grau	143 7 150	161 8 169
Faixa etária dos empregados(as):		
De 18 até 30 anos (exclusive)	678	878
De 30 até 45 anos (exclusive)	4.282	4.290
De 45 até 60 anos (exclusive)	3.339	3.432
60 anos ou mais	133	116
Mulheres que trabalham na empresa	1.903	1.957
% Mulheres em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de mulheres	5,7	5,7
em relação ao nº total de gerentes	20,4	20,1
Negros(as) que trabalham na empresa	1.068	970
% Negros(as) em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de negros(as)	3,6	3,6
em relação ao nº total de gerentes	7,2	6,3
Portadores(as) de necessidades especiais	176	223
Dependentes	15.401	14.711
(3) Terceirizados	7.009	5.670
(4) Aprendiz (es)	238	227
(4) Estagiários(as)	239	292
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	4.461	4.476
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	1.391	1.128
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)	257	144
Número total de reclamações e críticas de consumidores:		
na empresa	80.922	43.453
(6) de segundo nível	9.558	5.312
na Justiça	4.805	3.644
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		
na empresa	99,7%	99,0%
(6) de segundo nível	100,0%	94,7%
na Justiça	14,8%	15,0%

	2017	Metas 2018
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		
	2017	2016
Valor adicionado total a distribuir	11.772.831	12.748.363
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	10,8%	12,3%
Pessoal	12,8%	11,7%
Governo	66,9%	69,2%
Acionistas	3,2%	2,0%
Retido	6,3%	4,8%
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
<ul style="list-style-type: none"> • A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações. • As notas explicativas - 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. 		
<p>(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.</p>		
<p>(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.</p>		
<p>(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.</p>		
<p>(4) Não compõem o quadro de empregados.</p>		
<p>(5) Calculado através da metodologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.</p>		
<p>(6) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.</p>		

8. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente MAURICIO SCHULMAN
Membros JONEL NAZARENO IURK
GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN
ROGÉRIO PERNA
MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
LEILA ABRAHAM LORIA
OLGA STANKEVICIUS COLPO
SÉRGIO ABU JAMRA MISAEL
ADRIANA ANGELA ANTONIOLLI

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

Presidente MAURICIO SCHULMAN
Especialista Financeiro ROGÉRIO PERNA
Membros MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO
LEILA ABRAHAM LORIA
OLGA STANKEVICIUS COLPO

CONSELHO FISCAL

Membros GILMAR MENDES LOURENÇO
MAURO RICARDO MACHADO COSTA
ROBERTO LAMB
LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

DIRETORIA

Diretor Presidente JONEL NAZARENO IURK
Diretor de Gestão Empresarial VAGO
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Desenvolvimento de Negócios JOSÉ MARQUES FILHO
Diretor de Relações Institucionais HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR
Diretor de Governança, Risco e *Compliance* VICENTE LOIÁCONO NETO
Diretor Adjunto PAULO CESAR KRAUSS

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

2017

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	14
3 Base de Preparação	17
4 Principais Políticas Contábeis	19
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	39
6 Títulos e Valores Mobiliários	40
7 Clientes	41
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	43
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	43
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	48
11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão	51
12 Outros Créditos	52
13 Tributos	53
14 Despesas Antecipadas	58
15 Partes Relacionadas	60
16 Outros Investimentos Temporários	62
17 Depósitos Judiciais	63
18 Investimentos	63
19 Imobilizado	68
20 Intangível	78
21 Obrigações Sociais e Trabalhistas	80
22 Fornecedores	81
23 Empréstimos e Financiamentos	82
24 Debêntures	86
25 Benefícios Pós-emprego	88
26 Encargos do Consumidor a Recolher	94
27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	94
28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	95
29 Outras Contas a Pagar	96
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	96
31 Patrimônio Líquido	103
32 Receita Operacional Líquida	108
33 Custos e Despesas Operacionais	113
34 Resultado Financeiro	116
35 Segmentos Operacionais	116
36 Instrumentos Financeiros	120
37 Transações com Partes Relacionadas	135
38 Compromissos	138
39 Seguros	138
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	139
41 Eventos subsequentes	139
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	142
RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DE ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	150
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE O RELATÓRIO ANUAL	153
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	154
D E C L A R A Ç Ã O	155

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balanços Patrimoniais
levantados em 31 de dezembro de 2017 e de 2016
em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora			Consolidado		
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	1º.01.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	1º.01.2016 Reapresentado
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	5	56.833	46.096	25.653	1.040.075	982.073	1.480.727
Títulos e valores mobiliários	6	90	149	168	1.341	136.649	294.514
Cauções e depósitos vinculados		129	128	132	59.372	1.294	2.000
Clientes	7	-	-	-	2.733.240	2.217.355	3.032.827
Dividendos a receber		459.464	485.263	488.187	80.815	71.758	40.345
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	167.109	-	111.663	167.109	-	111.663
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	-	171.609	-	910.759
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	-	149.744	65.595	9.162
Outros créditos	12	8.287	8.736	13.018	409.351	306.933	474.889
Estoques		-	-	-	110.559	130.637	131.018
Imposto de renda e contribuição social	13.1	14.055	41.899	154.077	501.685	188.952	194.244
Outros tributos a recuperar	13.3	276	197	-	198.232	67.931	70.725
Despesas antecipadas	14	-	-	-	39.867	39.096	49.282
Partes relacionadas	15	292.051	116.020	447	38.835	28.968	19.482
		998.294	698.488	793.345	5.701.834	4.237.241	6.821.637
NÃO CIRCULANTE							
Realizável a Longo Prazo							
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	-	218.322	195.096	91.117
Outros investimentos temporários	16	18.727	408.297	-	18.727	408.297	-
Cauções e depósitos vinculados	23.1	-	-	-	75.665	73.074	86.137
Clientes	7	-	-	-	261.082	270.786	75.062
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.349.253	1.522.735	1.271.579	1.349.253	1.522.735	1.271.579
Depósitos judiciais	17	119.167	153.932	267.411	582.529	657.603	719.927
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	-	171.609	-	134.903
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	-	4.360.378	3.748.335	1.358.451
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	11	-	-	-	68.859	67.401	219.556
Outros créditos	12	-	-	-	149.416	73.551	31.614
Imposto de renda e contribuição social	13.1	158.808	153.216	79.144	176.480	169.967	94.686
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	102.236	47.462	100.919	915.492	814.355	537.562
Outros tributos a recuperar	13.3	15	15	15	116.974	131.108	112.902
Despesas antecipadas	14	-	-	-	12.684	25.583	25.493
Partes relacionadas	15	219.426	220.661	297.237	130.156	155.141	192.803
		1.967.632	2.506.318	2.016.305	8.607.626	8.313.032	4.951.792
Investimentos	18	14.987.607	13.965.892	14.057.384	2.570.643	2.344.512	2.232.484
Imobilizado	19	830	630	455	9.829.450	8.934.303	8.692.682
Intangível	20	1.603	3.168	3.046	6.452.824	6.459.812	6.145.076
		16.957.672	16.476.008	16.077.190	27.460.543	26.051.659	22.022.034
TOTAL DO ATIVO		17.955.966	17.174.496	16.870.535	33.162.377	30.288.900	28.843.671

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

Balancos Patrimoniais
levantados em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 (continuação)
em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora			Consolidado		
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	1º.01.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	1º.01.2016 Reapresentado
CIRCULANTE							
Obrigações sociais e trabalhistas	21	6.977	5.573	15.436	313.967	287.797	258.401
Partes relacionadas		3.936	-	-	-	-	-
Fornecedores	22	2.096	2.225	2.602	1.683.577	1.255.639	1.613.126
Imposto de renda e contribuição social	13.1	2.467	-	-	86.310	41.454	311.916
Outras obrigações fiscais	13.3	476	412	32.617	345.487	294.994	340.948
Empréstimos e financiamentos	23	322.092	453.288	61.788	784.666	1.470.742	308.558
Debêntures	24	339.341	351.148	19.497	1.632.062	1.131.198	924.005
Dividendos a pagar		267.988	256.426	310.020	288.981	266.831	346.007
Benefícios pós-emprego	25	57	188	21	53.225	47.894	43.323
Encargos do consumidor a recolher	26	-	-	-	150.025	141.712	277.458
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	-	282.766	231.513	167.881
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	-	62.624	66.210	61.786
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	-	192.819	155.261	-
Outras contas a pagar	29	249	579	232	121.405	264.791	135.709
Provisões para litígios	30	112.000	-	-	112.000	-	-
		1.057.679	1.069.839	442.213	6.109.914	5.656.036	4.789.118
NÃO CIRCULANTE							
Fornecedores	22	-	-	-	43.469	36.711	5.923
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.2	-	-	-	156.630	178.430	214
Outras obrigações fiscais	13.3	2.365	2.075	1.466	809.576	303.146	257.273
Empréstimos e financiamentos	23	664.020	562.072	969.412	2.974.839	2.575.551	3.768.502
Debêntures	24	876.140	665.951	996.590	4.438.916	3.659.611	2.759.923
Benefícios pós-emprego	25	3.995	3.517	7.795	812.878	721.971	551.337
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27	-	-	-	249.709	252.376	231.112
Contas a pagar vinculadas à concessão	28	-	-	-	492.330	499.332	473.879
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	-	90.700	123.731	-
Outras contas a pagar	29	830	-	-	72.849	30.525	30.962
Provisões para litígios	30	143.095	152.944	290.520	1.400.064	1.273.338	1.494.936
		1.690.445	1.386.559	2.265.783	11.541.960	9.654.722	9.574.061
PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Atribuível aos acionistas não controladores							
Capital social	31.1	7.910.000	7.910.000	6.910.000	7.910.000	7.910.000	6.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	895.601	998.466	1.177.372	895.601	998.466	1.177.372
Reserva legal		844.398	792.716	744.784	844.398	792.716	744.784
Reserva de retenção de lucros		5.557.843	5.016.916	5.330.383	5.557.843	5.016.916	5.330.383
		15.207.842	14.718.098	14.162.539	15.207.842	14.718.098	14.162.539
Atribuível aos acionistas não controladores	18.2.2	-	-	-	302.661	260.044	317.953
		15.207.842	14.718.098	14.162.539	15.510.503	14.978.142	14.480.492
TOTAL DO PASSIVO		17.955.966	17.174.496	16.870.535	33.162.377	30.288.900	28.843.671

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

Demonstrações de Resultados
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	14.024.573	13.101.753
Custos Operacionais	33	-	-	(10.665.890)	(10.234.115)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	3.358.683	2.867.638
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(169.050)	(250.448)
Despesas gerais e administrativas	33	(59.601)	(107.761)	(685.675)	(741.145)
Outras despesas operacionais, líquidas	33	(68.788)	231.651	(464.316)	(53.638)
Resultado da equivalência patrimonial	18	1.291.434	839.853	101.739	166.411
		1.163.045	963.743	(1.217.302)	(878.820)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		1.163.045	963.743	2.141.381	1.988.818
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		181.312	321.056	699.310	903.936
Despesas financeiras		(327.855)	(334.113)	(1.447.750)	(1.498.592)
		(146.543)	(13.057)	(748.440)	(594.656)
LUCRO OPERACIONAL		1.016.502	950.686	1.392.941	1.394.162
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.4				
Imposto de renda e contribuição social		(36.803)	(4.882)	(379.943)	(589.322)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		53.927	(50.032)	105.257	69.632
		17.124	(54.914)	(274.686)	(519.690)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.033.626	895.772	1.118.255	874.472
Atribuído aos acionistas da empresa controladora		-	-	1.033.626	895.772
Atribuído aos acionistas não controladores	18.2.2	-	-	84.629	(21.300)
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.5				
Ações ordinárias		3,60754	3,12641		
Ações preferenciais classe "A"		3,96830	3,43906		
Ações preferenciais classe "B"		3,96830	3,43906		

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.033.626	895.772	1.118.255	874.472
Outros resultados abrangentes					
Itens que não serão reclassificados para o resultado	31.2				
Ganhos (perdas) com passivos atuariais					
benefícios pós-emprego		18	6.460	(46.506)	(88.906)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		(29.567)	(63.913)	-	(852)
Tributos sobre outros resultados abrangentes		(7)	(2.196)	16.827	30.174
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado	31.2				
Ganhos com ativos financeiros disponíveis para venda		11.661	3.612	26.138	3.612
Ganhos com ativos financeiros disponíveis para venda - equivalência patrimonial		9.554	-	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		(3.965)	(1.229)	(8.888)	(1.229)
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		(31.215)	(57.266)	(31.338)	(57.201)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		1.002.411	838.506	1.086.917	817.271
Atribuível aos acionistas da empresa Controladora				1.002.411	838.506
Atribuível aos acionistas não controladores				84.506	(21.235)

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 2017 e de 2016
em milhares de reais

	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 de retenção legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto	Lucros acumulados				
Saldo em 1º de janeiro de 2016 - reapresentado	6.910.000	1.046.663	130.709	744.784	5.330.383	-	-	14.162.539	317.953	14.480.492	
Lucro líquido (prejuízo) do exercício - reapresentado	-	-	-	-	-	-	895.772	895.772	(21.300)	874.472	
Outros resultados abrangentes											
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	31.2	-	2.383	-	-	-	-	2.383	-	2.383	
Ganhos (perdas) atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	(59.649)	-	-	-	-	(59.649)	65	(59.584)	
Resultado abrangente total do exercício - reapresentado	-	-	(57.266)	-	-	-	895.772	838.506	(21.235)	817.271	
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	(101.707)	-	-	-	-	101.707	-	-	-	
Realização de ganhos atuariais	31.2	-	(19.933)	-	19.933	-	-	-	-	-	
Deliberação do dividendo adicional proposto	18.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(23.072)	(23.072)	
Distribuição de dividendos com lucros retidos	18.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(9.342)	(9.342)	
Aumento de capital		1.000.000	-	-	(1.000.000)	-	-	-	-	-	
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal	-	-	-	47.932	-	-	(47.932)	-	-	-	
Juros sobre o capital próprio	31.4	-	-	-	-	-	(282.947)	(282.947)	-	(282.947)	
Dividendos	18.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(4.260)	(4.260)	
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	666.600	-	(666.600)	-	-	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2016 - reapresentado	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	31.2	-	17.250	-	-	-	-	17.250	-	17.250	
Perdas atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	(29.556)	-	-	-	-	(29.556)	(123)	(29.679)	
Realização de ganhos com ativos financeiros, líquida de tributos	31.2	-	(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	31.2	(71.650)	-	-	-	-	71.650	-	-	-	
Deliberação do dividendo adicional proposto	18.2.2	-	-	-	-	-	-	-	(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	31.4	-	-	-	-	-	(266.000)	(266.000)	-	(266.000)	
Dividendos	18.2.2	-	-	-	-	-	(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	

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício		1.033.626	895.772	1.118.255	874.472
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		134.705	166.856	900.610	1.171.228
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.2	-	-	(82.160)	(96.783)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	(129.769)	(98.780)
Reversão de estimativa de perdas em contratos de concessão de transmissão	10.3	-	-	-	(29.025)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	10.4	-	-	(361.156)	(809.639)
Resultado da adoção ao Programa Especial de Regularização Tributária	13.3.1	-	-	(154.197)	-
Imposto de renda e contribuição social	13.4	36.803	4.882	379.943	589.322
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.4	(53.927)	50.032	(105.257)	(69.632)
Resultado da equivalência patrimonial	18.1	(1.291.434)	(839.853)	(101.739)	(166.411)
Resultado da repactuação do risco hidrológico	20.2	-	-	-	(26.872)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	25.4	519	2.739	97.511	130.707
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	25.4	2.471	1.689	153.069	142.735
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	118.753	101.946
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(57.080)	(132.741)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(767.040)	1.079.662
Depreciação e amortização	33	1.203	1.170	731.599	708.296
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	93.756	(166.334)	365.539	768.696
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	33.6	-	(52.107)	-	(52.107)
Resultado da alienação de investimento	33.6	(14.174)	-	(28.650)	-
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1	-	-	17	54
Resultado das baixas de imobilizado		-	-	64.508	27.316
Resultado das baixas de intangíveis		2.064	-	42.740	47.434
		(54.388)	64.846	2.185.496	4.159.878
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	(322.814)	578.116
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		669.179	2.006.220	44.334	154.877
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	97.085	49.425	97.085	49.425
Depósitos judiciais		34.550	113.479	96.028	62.324
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	-	258.779
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão		-	-	-	-
Outros créditos		449	4.282	(44.193)	15.244
Estoques		-	-	20.078	381
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		22.252	38.106	146.602	(69.989)
Outros tributos a recuperar		(79)	(197)	87.884	(25.608)
Despesas antecipadas		-	-	12.128	10.096
Partes relacionadas		(29.690)	(1.183)	(667)	-
		793.746	2.210.132	136.465	1.033.645
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		1.404	(9.863)	26.170	29.396
Partes relacionadas		3.936	-	-	-
Fornecedores		(129)	(377)	275.370	(666.864)
Outras obrigações fiscais		(25.648)	(61.437)	24.795	(62.239)
Benefícios pós-emprego	25.4	(2.625)	(2.079)	(200.848)	(187.143)
Encargos do consumidor a recolher		-	-	8.313	(135.746)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	27.2	-	-	(104.512)	(58.831)
Contas a pagar vinculadas à concessão	28.2	-	-	(65.871)	(648.593)
Passivos financeiros setoriais	9.2	-	-	419.220	-
Outras contas a pagar		500	347	(101.062)	(23.605)
Provisões para litígios quitadas	30.1.1	(260)	(7.409)	(124.395)	(193.197)
		(22.822)	(80.818)	157.180	(1.946.822)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		716.536	2.194.160	2.479.141	3.246.701
Imposto de renda e contribuição social pagos		(34.336)	(4.882)	(335.087)	(859.784)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	23.4	(127.507)	(131.688)	(532.033)	(362.128)
Encargos de debêntures pagos	24.2	(114.287)	(152.401)	(622.815)	(547.971)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		440.406	1.905.189	989.206	1.476.818

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 (continuação)
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		24	23	48.512	13.664
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(251.856)	(87.272)	(5.145)	(9.422)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		124.122	5.112	24.985	5.112
Alienação de investimento	16.1	397.572	-	484.608	-
Aportes em investimentos	18.1	(574.347)	(1.489.563)	(248.243)	(505.098)
Redução de capital em investidas	18.1	170.000	-	-	74.983
Aquisições de imobilizado		(282)	(224)	(1.205.508)	(1.284.436)
Participação financeira do consumidor - imobilizado		-	-	-	40
Aquisições de intangível		(499)	(122)	(806.240)	(928.727)
Participação financeira do consumidor - intangível		-	-	125.858	122.809
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(135.266)	(1.572.046)	(1.581.173)	(2.511.075)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	23.4	77.000	-	800.044	93.806
Ingressos de debêntures emitidas	24.2	520.000	-	2.242.521	1.822.965
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	23.4	(83.000)	(6.000)	(971.187)	(226.973)
Amortizações de principal de debêntures	24.2	(333.300)	-	(915.005)	(785.239)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(475.103)	(306.700)	(506.404)	(368.956)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(294.403)	(312.700)	649.969	535.603
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		10.737	20.443	58.002	(498.654)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	46.096	25.653	982.073	1.480.727
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	5	56.833	46.096	1.040.075	982.073
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		10.737	20.443	58.002	(498.654)

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

Demonstrações do Valor Adicionado
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	19.772.940	20.625.278
Receita de construção	-	-	1.810.472	1.889.270
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	57.080	132.741
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	767.040	(1.079.662)
Outras receitas	14.197	59.216	40.919	73.862
Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(90.589)	(179.908)
	14.197	59.216	22.357.862	21.461.581
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	6.514.399	5.108.837
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	926.595	701.129
Material, insumos e serviços de terceiros	14.896	24.978	717.206	671.370
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	393.018	237.643
Custo de construção	-	-	1.759.922	1.699.417
Perda / Recuperação de valores ativos	2.065	-	89.638	67.803
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	-	-	(122.782)	581.577
Outros insumos	116.641	(121.432)	502.035	168.352
	133.602	(96.454)	10.780.031	9.236.128
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(119.405)	155.670	11.577.831	12.225.453
(-) Depreciação e amortização	1.203	1.170	731.599	708.296
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(120.608)	154.500	10.846.232	11.517.157
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado de participações societárias	1.291.434	847.230	101.739	223.477
Receitas financeiras	181.312	321.056	699.310	903.936
Outras receitas	13.958	-	125.550	103.793
	1.486.704	1.168.286	926.599	1.231.206
	1.366.096	1.322.786	11.772.831	12.748.363

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 (continuação)
em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2017	%	31.12.2016 Reapresentado	%	31.12.2017	%	31.12.2016 Reapresentado	%
Pessoal								
Remunerações e honorários	10.543		22.139		952.270		942.477	
Planos previdenciário e assistencial	1.943		5.689		259.498		282.035	
Auxílio alimentação e educação	1.131		1.169		136.494		125.962	
Encargos sociais - FGTS	664		1.585		67.380		66.326	
Indenizações trabalhistas	2.989		22		59.066		47.006	
Participação nos lucros e/ou resultados	586		650		68.817		64.814	
Apropriação no imobilizado e intangível em curso	-		-		(31.892)		(42.539)	
	17.856	1,3	31.254	2,4	1.511.633	12,8	1.486.081	11,7
Governo								
Federal								
Tributos	34.222		99.853		2.030.069		2.148.419	
Encargos setoriais	-		-		2.066.194		2.468.748	
Estadual	6		2		3.772.327		4.196.641	
Municipal	87		78		7.516		7.196	
	34.315	2,5	99.933	7,6	7.876.106	66,9	8.821.004	69,2
Terceiros								
Juros	279.143		294.572		1.223.026		1.522.539	
Arrendamentos e aluguéis	1.156		1.100		33.337		36.830	
Doações, subvenções e contribuições	-		155		10.474		7.437	
	280.299	20,5	295.827	22,4	1.266.837	10,8	1.566.806	12,3
Acionistas								
Lucros retidos	744.225		612.825		744.225		612.825	
Remuneração do capital próprio	266.000		282.947		266.000		282.947	
Dividendos	23.401		-		23.401		-	
Participações de acionistas não controladores	-		-		84.629		(21.300)	
	1.033.626	75,7	895.772	67,6	1.118.255	9,5	874.472	6,8
	1.366.096	100,0	1.322.786	100,0	11.772.831	100,0	12.748.363	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 2017 e de 2016
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 na 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).

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 - Compagas	Curitiba/PR	Distribuição de gás canalizado	51,0	Copel
Elejr - 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
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. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A. (b)	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. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A. (b)	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A. (b)	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 Copel Brisa Potiguar S.A. foi incorporada pela Copel REN em 20.12.2017.

(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.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. (a)	Curitiba/PR	Extração de petróleo e gás natural	30,0	Copel
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	51,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	80,0	Copel GeT
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Florianópolis/SC	Transmissão de energia elétrica	20,0	Copel GeT
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5	Copel GeT
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (b)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1	Copel GeT
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0	Copel GeT

(a) Projeto com suas atividades paralisadas devido a uma Ação Civil Pública. Existe deliberação dos consorciados por solicitar à Agência Nacional do Petróleo - ANP 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
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel
Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	30,0	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. (d)	Curitiba/PR	Participação em sociedade	49,0	Copel Energia
GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A.	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.

(b) Fase pré-operacional.

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

(d) Em novembro de 2017 ocorreu a transformação de Sociedade Anônima para Sociedade Limitada e a alteração do investimento de empreendimento controlado em conjunto para coligada.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Empreendimento	Participação % Copel GeT	Demais consorciados
Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (NE nº 19.7.1) (a)	30,0	Geração Céu Azul S.A. (controlada da Neoenergia S.A. (70,0%))

(a) Fase pré-operacional.

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/PV/ST	100	Indeterminado
	Termo de Autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PV/ST	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
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	36	23.04.2030
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
Dois Saltos (a)	Autorização - Resolução nº 5204/2015	30	22.04.2045
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. (b)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	25.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (b)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	08.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (b)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	15.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (b)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	17.04.2047

(a) Empreendimento em construção.

(b) 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. Esta data sempre foi divulgada e considerada para a avaliação dos saldos nas demonstrações financeiras anteriores.

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 vencimento será em 20.01.2019.

A Administração da Compagás, sua Controladora e demais acionistas estão avaliando e questionando os efeitos da referida lei, por entenderem estar conflitante com os termos observados no atual contrato de concessão. Porém, como até o término da emissão destas demonstrações financeiras, tal discussão ainda não havia sido encerrada e a citada lei continuar vigente, tornou-se necessário considerar tais efeitos nas demonstrações financeiras de 2017.

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.

Os impactos registrados nas demonstrações financeiras da Compagás de 2017 pela antecipação do vencimento da concessão estão apresentados a seguir:

31.12.2017	Término da concessão em 2024	Efeitos	Término da concessão em 2019
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.5)	148.868	154.800	303.668
Intangível (NE nº 20.3)	198.688	(154.800)	43.888
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	(197)	41.078	40.881

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	100	26.03.2019	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	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	
Em processo de homologação na Aneel - UHE Marumbi	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 Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus 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 (a)	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 (a)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (a)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (a)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (a)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (a)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (a)	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 (a)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II (a)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III (a)	100	03.08.2050

(a) Empreendimento em construção.

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 2 - Taubaté (a)	100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquillo 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	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3;	20	09.05.2042
LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá;		
LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV		
Caiuá Transmissora Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte;	49	09.05.2042
SE Santa Quitéria 230/69-13,8 kV; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV		
Marumbi Transmissora Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	80	09.05.2042
Integração Maranhense Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíta - Ribeirãozinho; LT 500 kV Paranaíta - Cláudia;	49	09.05.2042
SE Cláudia 500 kV; LT 500 kV Cláudia - Paranatinga; SE Paranatinga 500 kV;		
LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho		
Guaraciaba Transmissora Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II;	49	09.05.2042
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		
Paranaíba Transmissora Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas;	24,5	01.05.2043
LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia; LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
Mata de Santa Genebra Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (a); LT 500 kV Itatiba - Bateias (a);	50,1	13.05.2044
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)		
Cantareira Transmissora Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias (a)	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.

Em 12.04.2018 as demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram emitidas com ressalva de limitação de escopo no relatório da auditoria especificamente quanto ao tema referente ao fundo de investimento mantido pela controlada UEG Araucária, conforme detalhado na NE nº 4.1.1.

Após esta data, os trabalhos relacionados ao processo de investigação foram materialmente concluídos e os trabalhos de análise quanto a classificação e mensuração do investimento foram finalizados, levando em consideração todas as informações conhecidas hoje que, porém, estavam presentes e deveriam ter sido consideradas à época da elaboração das demonstrações financeiras de 2015 e 2016.

Diante disso, a Administração concluiu sobre a necessidade de reapresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de 31.12.2017 com os saldos comparativos de 31.12.2016 e 1º.01.2016. O efeito nos saldos das demonstrações financeiras de 31.12.2017, considerando o que foi divulgado em 12.04.2018 e o reapresentado nesta data, foi de redução de ativo e patrimônio líquido no valor de R\$ 19.270, sem impactos no lucro líquido de 2017. Os reflexos da reapresentação dos saldos em 31.12.2016 e 1º.01.2016 estão detalhados na NE nº 4.1.1.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas reapresentadas foi aprovada pela Administração em 14.05.2018.

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 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 4.2 - Base de consolidação; e

- NE nº 4.3 - 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 4.3.8 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.5 e 19 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.6 e 20 - Intangível;
- NEs nºs 4.7 e 19.9 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.8 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.9.1 - Receita não faturada;
- NE nº 4.9.2 - Receita de juros;
- NE 4.11 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 7.3 - Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD;
- NE nº 10.4 - Remensuração do ativo financeiro RBSE;
- NE nº 11 - Contas a receber vinculadas à indenização da concessão;
- NE nº 13.2 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NE nº 25 - 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 **Reapresentação de saldos comparativos**

A Administração da Companhia procedeu os seguintes ajustes nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2016 e 1º.01.2016:

4.1.1 Investimentos

A Administração da Companhia identificou, durante a preparação das Informações Financeiras Intermediárias para o período findo em 30.09.2017, que a controlada indireta UEG Araucária Ltda., mantinha recursos em Fundo de Investimento Multimercado, o qual detém cotas em outros fundos de investimentos, que, por sua vez, mantinha investimentos em companhia de capital fechado, cujo ativo principal era um empreendimento imobiliário. Em 30.09.2017, o referido investimento apresentava saldo de R\$ 157.079 na rubrica Títulos e Valores Mobiliários, no ativo circulante, pelo fato de que as informações disponibilizadas pela Administração da UEG Araucária eram de que tal investimento tratava-se de fundo exclusivo, com benchmark de 103,5% do CDI, composto por cotas de fundos de investimento e títulos do governo, com liquidez imediata, e mantidos para negociação. O saldo do referido investimento, apresentado na mesma rubrica, era de R\$ 165.749 em 31.12.2016 e de R\$ 111.760 em 1º.01.2016.

Com o objetivo de apurar a adequada classificação e valorização desse investimento, bem como a abrangência de eventuais impactos, a Administração da Companhia contou com a assistência de especialistas independentes, em conformidade com as melhores práticas de governança, incluindo investigação interna sobre as condições em que tal investimento foi efetuado. Os trabalhos de avaliação foram concluídos e os relacionados à investigação estão em estágio final. Destaca-se, ainda, que durante o processo de investigação, foi verificado que o referido investimento ocorreu de forma restrita à controlada UEG Araucária e em desacordo com a política de investimento da Copel, a qual dispõe que a alocação de recursos financeiros em fundos exclusivos pode ocorrer quando estes forem compostos exclusivamente por títulos públicos federais e/ou títulos emitidos por instituições financeiras públicas federais.

Considerando as informações disponíveis durante a elaboração das demonstrações financeiras de 2017, identificou-se a necessidade de constituição de provisão para desvalorização desse investimento, em virtude de suas características específicas, tais como estágio do empreendimento imobiliário e perspectiva de geração de caixa futura. Avaliou-se, ainda, que tal provisão deveria ter sido registrada em exercícios anteriores pois as informações conhecidas durante a elaboração daquelas demonstrações financeiras, já estavam disponíveis à época e deveriam ter sido consideradas quando da elaboração das demonstrações financeiras de 2016 e de 2015.

Durante a preparação das nossas demonstrações financeiras, também foi realizada análise de toda documentação legal e societária dos fundos de investimentos e concluiu-se que a partir de julho de 2015, a UEG Araucária passou a ter influência significativa, ainda que de forma indireta, na companhia de capital fechado. Dessa forma, a partir de julho de 2015, o saldo remanescente do investimento, até então classificado como instrumento financeiro mensurado a valor justo, passa a ser mensurado e divulgado como uma coligada, sendo os efeitos da mudança de classificação do ativo, levados ao resultado.

Com o auxílio de laudo elaborado em março de 2018 por empresa independente contratada pela Copel, a Administração da Companhia apurou o valor justo do instrumento financeiro até julho de 2015, identificando a necessidade de redução do ativo em R\$ 99.031. A partir de então, o saldo remanescente, já considerado como investimento em coligada, foi reduzido por provisão para desvalorização no valor de R\$ 4.955. Dessa forma, a redução total em 1º de janeiro de 2016 foi de R\$ 103.986.

No exercício de 2016, foi apurada nova provisão para desvalorização no valor de R\$ 52.201, sendo R\$ 55.284 em resultado da equivalência patrimonial, R\$ 4.300 em despesa financeira e R\$ 7.383 em receita financeira.

Conseqüentemente, as demonstrações financeiras em 31.12.2016 e 1º.01.2016, apresentadas para fins de comparação, estão sendo reapresentadas de modo que os saldos remanescentes desse investimento nos valores de R\$ 9.562 em 31.12.2016 e de R\$ 7.774 em 1º.01.2016, sendo também reclassificados para o ativo não circulante, no grupo de Investimentos.

O efeito nas demonstrações financeiras individuais da Controladora foi redução em Investimentos, em contrapartida à rubrica de Resultado de equivalência patrimonial, nos valores de R\$ 44.227 em 31.12.2016 e R\$ 83.189 em 1º.01.2016.

4.1.2 Provisão para contingências - Regime de tributação da CVA

Em 2017, a Copel DIS, reconheceu ajustes de períodos anteriores na conta de provisões relacionadas a litígios tributários devido à tributação da Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da Parcela A - CVA, atualmente classificada como Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. O impacto desses ajustes representa, em 31.12.2016, aumento de R\$ 31.995 na rubrica Despesas financeiras, em contrapartida à conta de Provisões para litígios, no passivo não circulante, e aumento na rubrica de Imposto de renda e contribuição social diferidos, no resultado, de R\$ 10.878, em contrapartida à rubrica de tributos diferidos, no ativo não circulante. O prejuízo do exercício da Copel foi aumentado em R\$ 21.117.

O efeito nas demonstrações financeiras individuais da Controladora foi redução de R\$ 21.117 em Investimentos, em contrapartida à rubrica de Resultado de equivalência patrimonial.

4.1.3 Efeitos da reapresentação dos saldos comparativos

Com base nas orientações do CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, os Balanços Patrimoniais e as Demonstrações de Resultado, de Resultados Abrangentes, das Mutações do Patrimônio Líquido, de Fluxos de Caixa e de Valor Adicionado estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade:

31.12.2016	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	17.320.563	(146.067)	17.174.496	30.434.209	(145.309)	30.288.900
Ativo circulante	698.488	-	698.488	4.402.990	(165.749)	4.237.241
Títulos e valores mobiliários	149	-	149	302.398	(165.749)	136.649
Ativo não circulante	16.622.075	(146.067)	16.476.008	26.031.219	20.440	26.051.659
Imposto de renda e contribuição social diferidos	47.462	-	47.462	803.477	10.878	814.355
Investimentos	14.111.959	(146.067)	13.965.892	2.334.950	9.562	2.344.512
Passivo	17.320.563	(146.067)	17.174.496	30.434.209	(145.309)	30.288.900
Passivo não circulante	1.386.559	-	1.386.559	9.622.727	31.995	9.654.722
Provisões para litígios	152.944	-	152.944	1.241.343	31.995	1.273.338
Patrimônio líquido	14.864.165	(146.067)	14.718.098	15.155.446	(177.304)	14.978.142
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	14.864.165	(146.067)	14.718.098	14.864.165	(146.067)	14.718.098
Reserva de retenção de lucros	5.162.983	(146.067)	5.016.916	5.162.983	(146.067)	5.016.916
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	291.281	(31.237)	260.044
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	1.026.621	(62.878)	963.743	(823.536)	(55.284)	(878.820)
Resultado da equivalência patrimonial	902.731	(62.878)	839.853	221.695	(55.284)	166.411
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	1.026.621	(62.878)	963.743	2.044.102	(55.284)	1.988.818
Resultado Financeiro	(13.057)	-	(13.057)	(565.744)	(28.912)	(594.656)
Receitas financeiras	321.056	-	321.056	896.553	7.383	903.936
Despesas financeiras	(334.113)	-	(334.113)	(1.462.297)	(36.295)	(1.498.592)
Lucro operacional	1.013.564	(62.878)	950.686	1.478.358	(84.196)	1.394.162
Imposto de renda e contribuição social	(54.914)	-	(54.914)	(530.568)	10.878	(519.690)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(50.032)	-	(50.032)	58.754	10.878	69.632
Lucro líquido do exercício	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	958.650	(62.878)	895.772
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	(10.860)	(10.440)	(21.300)
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	(57.266)	-	(57.266)	(57.201)	-	(57.201)
Resultado abrangente do exercício	901.384	(62.878)	838.506	890.589	(73.318)	817.271
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	901.384	(62.878)	838.506
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	(10.795)	(10.440)	(21.235)
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Lucro líquido do exercício	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Patrimônio líquido	14.864.165	(146.067)	14.718.098	15.155.446	(177.304)	14.978.142
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	1.905.189	-	1.905.189	1.476.818	-	1.476.818
Lucro líquido do exercício	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas	166.856	-	166.856	1.142.316	28.912	1.171.228
Imposto de renda e contribuição social diferidos	50.032	-	50.032	(58.754)	(10.878)	(69.632)
Resultado da equivalência patrimonial	(902.731)	62.878	(839.853)	(221.695)	55.284	(166.411)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(1.572.046)	-	(1.572.046)	(2.511.075)	-	(2.511.075)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(312.700)	-	(312.700)	535.603	-	535.603
Variação no caixa e equivalentes de caixa	20.443	-	20.443	(498.654)	-	(498.654)
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	1.385.664	(62.878)	1.322.786	12.746.575	1.788	12.748.363
(+) Valor Adicionado Transferido	1.231.164	(62.878)	1.168.286	1.229.418	1.788	1.231.206
Resultado de participações societárias	910.108	(62.878)	847.230	229.072	(5.595)	223.477
Receitas financeiras	321.056	-	321.056	896.553	7.383	903.936
Distribuição do Valor Adicionado	1.385.664	(62.878)	1.322.786	12.746.575	1.788	12.748.363
Governo	99.933	-	99.933	8.831.882	(10.878)	8.821.004
Federal - tributos	99.853	-	99.853	2.159.297	(10.878)	2.148.419
Terceiros	295.827	-	295.827	1.480.822	85.984	1.566.806
Juros	294.572	-	294.572	1.436.555	85.984	1.522.539
Acionistas	958.650	(62.878)	895.772	947.790	(73.318)	874.472
Lucros retidos	675.703	(62.878)	612.825	675.703	(62.878)	612.825
Participações de acionistas não controladores	-	-	-	(10.860)	(10.440)	(21.300)
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora						
Ações ordinárias	3,34587	(0,21946)	3,12641	3,34587	(0,21946)	3,12641
Ações preferenciais classe "A"	3,68045	(0,24139)	3,43906	3,68045	(0,24139)	3,43906
Ações preferenciais classe "B"	3,68045	(0,24139)	3,43906	3,68045	(0,24139)	3,43906

1º.01.2016	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL						
Ativo	16.953.724	(83.189)	16.870.535	28.947.657	(103.986)	28.843.671
Ativo circulante	793.345	-	793.345	6.933.397	(111.760)	6.821.637
Títulos e valores mobiliários	168	-	168	406.274	(111.760)	294.514
Ativo não circulante	16.160.379	(83.189)	16.077.190	22.014.260	7.774	22.022.034
Investimentos	14.140.573	(83.189)	14.057.384	2.224.710	7.774	2.232.484
Passivo	16.953.724	(83.189)	16.870.535	28.947.657	(103.986)	28.843.671
Patrimônio líquido	14.245.728	(83.189)	14.162.539	14.584.478	(103.986)	14.480.492
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	14.245.728	(83.189)	14.162.539	14.245.728	(83.189)	14.162.539
Reserva de retenção de lucros	5.413.572	(83.189)	5.330.383	5.413.572	(83.189)	5.330.383
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	338.750	(20.797)	317.953

4.2 Base de consolidação

4.2.1 Método de equivalência patrimonial

Os investimentos em controladas, em empreendimentos controlados em conjunto e em coligadas são reconhecidos nas demonstrações financeiras individuais da investidora 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.

4.2.2 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.

4.2.3 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.

4.2.4 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.

4.2.5 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.

4.3 Instrumentos financeiros

A Companhia e suas controladas não operam com instrumentos financeiros derivativos.

Os instrumentos financeiros não derivativos são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito. São inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

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 os sem cotação disponível no mercado.

Posteriormente ao reconhecimento inicial, os instrumentos financeiros não derivativos são mensurados conforme descrito a seguir.

Ativos financeiros

4.3.1 Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um instrumento financeiro é assim classificado se for designado como mantido para negociação no seu reconhecimento inicial e se a Companhia e suas controladas gerenciam esses investimentos e tomam as decisões de compra e venda com base em seu valor justo, de acordo com a estratégia de investimento e de gerenciamento de risco. Após o reconhecimento inicial, os custos de transação e os juros atribuíveis, quando incorridos, são reconhecidos no resultado.

4.3.2 Empréstimos e recebíveis

Ativos não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis que não estão cotados em um mercado ativo, reconhecidos pelo método do custo amortizado com base na taxa de juros efetiva.

4.3.3 Instrumentos financeiros disponíveis para venda

São instrumentos financeiros cujo reconhecimento inicial é efetuado com base no valor justo e sua variação, proveniente da diferença entre a taxa de juros de mercado e a taxa de juros efetiva, é registrada diretamente no patrimônio líquido, líquido dos efeitos tributários. A parcela dos juros definidos no início do contrato, calculada com base no método de juros efetivos, assim como quaisquer mudanças na expectativa de fluxo de caixa, é registrada no resultado do exercício. Quando esses ativos são desreconhecidos, os ganhos e as perdas acumulados mantidos no patrimônio líquido são reclassificados para o resultado do exercício.

4.3.4 Instrumentos financeiros mantidos até o vencimento

Os instrumentos financeiros são classificados nessa categoria se a Companhia e suas controladas têm intenção e capacidade de mantê-los até o seu vencimento. São mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, deduzidas eventuais reduções em seu valor recuperável.

Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

4.3.5 Passivos financeiros 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.

4.3.6 Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros são mensurados pelo valor de 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.

4.3.7 Baixas de passivos financeiros

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.

Ativos e passivos financeiros setoriais e vinculados à concessão

4.3.8 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

O termo aditivo ao contrato de concessão das concessionárias de distribuição, aprovado pelo Despacho Aneel nº 4.621/2014, prevê que, 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 (custos não administráveis) e outros componentes financeiros não recuperados ou não devolvidos via tarifa sejam incorporados no cálculo da indenização ou descontados dos valores da indenização de ativos não amortizados, ficando, então, resguardado o direito ou a obrigação do concessionário junto ao Poder Concedente quanto a esses ativos e passivos.

Por meio da Deliberação CVM nº 732/2014, o CPC aprovou a Orientação Técnica OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, que tornou obrigatório, mediante assinatura de termo aditivo contratual, o reconhecimento de determinados ativos ou passivos financeiros setoriais nas distribuidoras de energia elétrica a partir do exercício de 2014.

A empresa contabiliza as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, quando existe expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, seja faturada e cobrada, com o resultado do repasse direto dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. O saldo dessas variações é represado e atualizado até o próximo reajuste/revisão tarifária, quando o Poder Concedente autorizar o repasse na base tarifária da empresa e assim, repassar ao consumidor no próximo ciclo anual, que ocorre a partir de 24 de junho de cada ano.

4.3.9 Contas a receber vinculadas à concessão

Concessão de transmissão de energia elétrica

Refere-se a créditos a receber relacionados aos contratos de concessão da atividade de transmissão, representados pelos seguintes valores: (i) receita de construção da infraestrutura de transmissão para sua disponibilização aos usuários; e (ii) remuneração financeira garantida pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão sobre tais receitas.

A receita dos contratos de concessão de transmissão é realizada pela disponibilização da infraestrutura aos usuários do sistema, não tem risco de demanda e é, portanto, considerada receita garantida, denominada Receita Anual Permitida - RAP, a ser recebida durante o prazo da concessão. Os valores são faturados mensalmente aos usuários da infraestrutura, conforme relatório emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, este será recebido diretamente do Poder Concedente por ser

direito incondicional de receber caixa, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

Esses ativos financeiros não têm mercado ativo, apresentam fluxos de caixa fixos e determináveis, e portanto, são classificados como “empréstimos e recebíveis”, sendo inicialmente estimados com base nos respectivos valores justos e posteriormente mensurados pelo custo amortizado calculado pelo método da taxa de juros efetiva.

Especificamente quanto ao Contrato de Concessão 060/2001, as adições que representem ampliação, melhoria ou reforço da infraestrutura são reconhecidas como ativo financeiro, em virtude de representar futura geração de caixa operacional adicional, conforme regulamentação específica do Poder Concedente.

Concessão de distribuição de energia elétrica

Refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que, no entendimento da Administração, assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Copel DIS pelos investimentos efetuados em infraestrutura, sem recuperação, por meio da tarifa, por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

Esses ativos financeiros, por não contarem com fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não terem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”. 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. A BRR é revisada periodicamente, considerando diversos fatores, e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes desta infraestrutura (ativo físico).

A remuneração deste ativo financeiro é baseada no Custo Médio Ponderado de Capital - WACC (na sigla em inglês) regulatório homologado pela Aneel no processo de revisão tarifária periódica e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente.

O 1º, 2º, 3º e 4º Ciclos de Revisão Tarifária foram realizados a cada quatro anos e, a partir do 5º Ciclo, iniciado em janeiro de 2016, serão realizados a cada cinco anos, tendo em vista alteração promovida pelo quinto termo aditivo ao contrato de concessão.

Concessão de gás

O contrato de concessão de gás 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 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.

Esses ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a premissa da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não terem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”.

4.3.10 Contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Provenientes do saldo residual dos ativos da infraestrutura de transmissão e de geração de energia elétrica, ainda não depreciados e/ou amortizados existentes ao final da concessão.

Os valores são transferidos dos grupos Contas a receber vinculados à concessão, Imobilizado e Intangível para as atividades de transmissão e geração, respectivamente, com o advento do final da 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.

4.3.11 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.

4.4 Estoque (inclusive do ativo imobilizado e do intangível - contrato de concessão)

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

4.5 Imobilizado

Os bens do ativo imobilizado vinculados aos contratos de concessão de serviço público 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.

4.6 Intangível

Integram esse ativo, os softwares adquiridos de terceiros e os gerados internamente, mensurados pelo custo total de aquisição menos as despesas de amortização pelo prazo de cinco anos, além dos contratos de concessão apresentados a seguir.

4.6.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde à aquisição de direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica cujo contrato é assinado na modalidade 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.

4.6.2 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 Relocação 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.

4.6.3 Contrato de concessão - 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, em consonância com o CPC 04 - Ativos Intangíveis, a ICPC 01 (R1) e a OCPC 05 - Contratos de Concessão.

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.

4.6.4 Contrato de concessão - distribuição de gás

Ativo intangível relativo à construção de infraestrutura e à aquisição de bens necessários 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, formação ou construção, 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.

4.6.5 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.

4.6.6 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.

4.7 Redução ao valor recuperável de ativos

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.7.1 Ativos financeiros

Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se evidência objetiva indica que evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de maneira confiável.

A Companhia considera evidência de perda de valor para recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Todos os recebíveis individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico.

Redução do valor recuperável com relação a um ativo financeiro medido pelo custo amortizado é calculada como a diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em conta redutora de recebíveis.

4.7.2 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, são testados 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.

4.8 Provisões

Uma provisão deve ser 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 intangível em curso (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.

4.9 Reconhecimento da receita

As receitas operacionais são reconhecidas quando: (i) o valor da receita é mensurável de forma confiável; (ii) os custos incorridos ou que serão incorridos relativamente à transação podem ser mensurados de maneira confiável; (iii) é provável que os benefícios econômicos sejam recebidos; e (iv) os riscos e benefícios tenham sido integralmente transferidos ao comprador.

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de descontos e/ou bonificações concedidos e encargos sobre vendas.

4.9.1 Receita não faturada

Corresponde ao reconhecimento da receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica, encargos de uso da rede elétrica e serviços de telecomunicações, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, por meio de estimativa com base na última medição efetuada.

4.9.2 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.

4.10 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 contabilizadas conforme o estágio de execução.

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 2017 e de 2016 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

4.11 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, de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração das controladas.

4.12 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.

4.13 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.

4.14 Novas normas que ainda não entraram em vigor

Diversas novas normas e emendas às normas e interpretações das IFRS foram emitidas pelo IASB e ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31.12.2017. A Companhia e suas controladas não adotaram as IFRS novas de forma antecipada.

As novas normas que podem ter impacto para a Companhia e suas controladas estão mencionadas a seguir.

4.14.1 CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros

O CPC 48/IFRS 9 será aplicável para os exercícios iniciados em ou após 1º.01.2018, com adoção antecipada permitida.

Esta norma estabelece novos requisitos para classificação e mensuração de ativos e passivos financeiros. Os ativos financeiros serão classificados em três categorias: (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.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requisitos já estabelecidos pela norma contábil internacional IAS 39/CPC 38 define 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.

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, o CPC 48/IFRS 9 define o modelo de expectativa de perda no crédito, ao contrário do modelo de perda efetiva do crédito mencionada na IAS 39/CPC 38. O novo modelo 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, ou seja, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

No que tange às modificações relacionadas a contabilização de *hedge*, o CPC48/IFRS 9 mantém os três tipos de mecanismo previstos na IAS 39. Por outro lado, esta nova norma traz maior flexibilidade no tocante aos tipos de transações elegíveis à contabilização de *hedge*, mais especificamente à ampliação dos tipos de instrumentos que se qualificam como instrumentos de *hedge* e os tipos de componentes de risco de itens não financeiros elegíveis à contabilização de *hedge*.

Adicionalmente, o teste de efetividade foi renovado e substituído pelo princípio de “relacionamento econômico”. A avaliação retroativa da efetividade do *hedge* também não é mais necessária e exigências adicionais de divulgação relacionadas às atividades de gestão de riscos de uma entidade foram introduzidas.

Com base na análise dos ativos e passivos financeiros em 31.12.2017 da Copel e de suas controladas, considerando os fatos e as circunstâncias existentes naquela data, a Companhia avaliou o impacto do CPC 48/IFRS 9 sobre as demonstrações financeiras consolidadas, conforme a seguir:

Classificação e mensuração

A Companhia avaliou a classificação e a mensuração dos ativos financeiros e, de acordo com o modelo de gerenciamento desses ativos, identificou, preliminarmente, alteração de classificação nos instrumentos relacionados abaixo. A Administração da Companhia acredita que a alteração na classificação não impactará de forma relevante a mensuração dos itens, não havendo, assim, impacto nos lucros acumulados.

Instrumento financeiro	Classificação atual (CPC 38)	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
Repasso 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	Custo amortizado
Contas a receber vinculadas à concessão - transmissão (indenizável)	Empréstimos e recebíveis	Valor justo por meio do resultado
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 indenização da concessão	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

Redução ao valor recuperável (*impairment*)

O CPC 48/IFRS 9 exige que a Administração da Companhia realize avaliação com base em doze meses ou por toda a vida do ativo financeiro e registre os efeitos quando houver indicativos de perdas em crédito esperadas nos ativos financeiros.

A Companhia aplicará a abordagem simplificada e registrará perdas esperadas durante toda a vida dos ativos financeiros do contas a receber de clientes. Na avaliação realizada durante o exercício de 2017, a Companhia entende que a perda estimada em créditos (provisão por redução do valor recuperável do contas a receber) deverá aumentar entre R\$ 25.000 e R\$ 30.000, que será reconhecida no balanço de abertura na conta de lucros acumulados em 1º.01.2018, líquido de tributos.

A Companhia não designou ou pretende designar passivos financeiros como Valor justo por meio do resultado, sendo assim, não há qualquer impacto esperado na classificação de passivos financeiros, de acordo com os requerimentos do CPC 48.

Transição: As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção do CPC 48/IFRS 9 são geralmente aplicadas retrospectivamente, porém a Companhia aproveitará a isenção constante do item 7.2.15 da norma, que lhe permite não rerepresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros.

Adicionalmente, como a Companhia e suas controladas não aplicam a contabilização de *hedge*, a Administração concluiu que não haverá impacto em suas demonstrações financeiras no tocante às alterações da norma sobre este tópico.

4.14.2 CPC 47/IFRS 15 - Esclarecimentos à IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

O CPC 47/IFRS 15 estabelece um modelo simples e claro para contabilização de receitas provenientes de contratos com clientes e, quando se tornar efetivo, substituirá o guia atual de reconhecimento da receita presente na IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, na IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e nas interpretações relacionadas.

Esta 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. A norma introduz um modelo para o reconhecimento da receita, que considera cinco passos: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato; e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Em suma, pelos novos requisitos da IFRS 15, a entidade reconhece a receita somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de determinada operação são efetivamente transferidos ao cliente. Adicionalmente, esta norma estabelecerá maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

Além de fornecer divulgações mais abrangentes sobre as transações de receita, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15 tenha um impacto significativo sobre a posição patrimonial e financeira e/ou o desempenho das operações das suas controladas.

As controladas da Companhia reconhecem receitas provenientes das seguintes fontes principais:

Fornecimento e Suprimento de Energia Elétrica (geração, comercialização e distribuição)

A Companhia reconhece a receita de fornecimento e suprimento de energia elétrica, pelo valor justo da contraprestação, mediante a entrega da energia elétrica ao cliente. A receita faturada consiste na entrega da fatura, evidenciando a quantidade consumida pelo cliente, em determinado período, multiplicada pela tarifa vigente homologada pela Aneel. Adicionalmente, reconhece a receita não faturada do período entre o último faturamento e o final do mês, por estimativa, com base na última medição efetuada.

De acordo com o CPC 47/IFRS15, a Companhia deve reconhecer a receita proveniente de um contrato com cliente quando a expectativa de recebimento for provável, levando em consideração a intenção de pagamento do cliente. Caso a expectativa seja de não recebimento, a Companhia poderá deixar de reconhecer a receita no faturamento e reconhece-la no momento do recebimento. Com base nos dados disponíveis em 31.12.2017, a Companhia avaliou os clientes com longo histórico de inadimplência que, por diversos motivos, não tiveram seu fornecimento de energia suspenso e ainda, os potenciais efeitos do CPC 47/IFRS 15 e concluiu que o impacto não é material, e que, pelas políticas da Companhia, tais recebíveis continuarão a ser objeto de constituição de perda esperada e serão monitorados mensalmente.

Disponibilidade de uso da rede

A Companhia reconhece a receita pelo serviço de disponibilização da rede de distribuição aos consumidores cativos e livres, pelo valor justo da contraprestação, conforme tarifa vigente homologada pela Aneel.

No segmento de distribuição, a Companhia deve observar determinados indicadores de continuidade, que darão origem ao cálculo de compensação ao consumidor se forem ultrapassados. Os indicadores de continuidade individuais são Duração de interrupção individual - DIC, Frequência de interrupção individual - FIC, Duração máxima de interrupção contínua - DMIC e Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico - DICRI. São contabilizados atualmente como despesa operacional e, de acordo com a avaliação, passarão a ser contabilizados como redutor da receita de disponibilidade da rede elétrica. A Companhia avaliou que o montante que seria reclassificado da linha de despesa operacional para a linha da dedução da receita é de aproximadamente R\$ 22.118, com base nos valores de 2017, sem efeito no resultado de 2017 e, portanto, sem efeito nas demonstrações financeiras de 2018. A partir de 1º.01.2018 os valores do ano corrente já serão contabilizados como redutores de receita..

Também é apresentada neste grupo a receita de operação e manutenção da infraestrutura do serviço de disponibilização do uso da rede de transmissão, correspondente a um percentual do faturamento da RAP. A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o faturamento da RAP é informado. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre esta receita em suas demonstrações financeiras.

Venda de Energia no Mercado de Curto Prazo - CCEE

A Companhia reconhece essa receita, de acordo com a energia liquidada no mercado de curto prazo ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de venda de energia no curto prazo e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação, que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Receita de Construção

As receitas de construção são reconhecidos 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.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de construção e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Resultado de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

A Companhia reconhece a receita do resultado de ativos e passivos financeiros setoriais, pela variação entre o valor previsto e realizado dos custos não gerenciáveis da Parcela A (Conta de Compensação de Variação da Parcela A - CVA) e outros componentes financeiros. Conforme garantia contratual, eventuais valores residuais não repassados via tarifa serão incluídos no cálculo da indenização, na extinção da concessão.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita do resultado de ativos e passivos financeiros setoriais e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Receita de Telecomunicações

As principais receitas de telecomunicações são de Conectividade (serviço de comunicação multimídia), de Ativação de Clientes, Programa de Benefícios e Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), as quais são reconhecidas pelo valor justo da contraprestação ao longo do tempo.

A receita de Conectividade é reconhecida mediante o fornecimento de internet de alta velocidade ao cliente.

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 2018 é de R\$ 2.961, com base nos contratos vigentes em 31.12.2017.

A receita de Programa de Benefícios é a disponibilização de acesso exclusivo, por sites de terceiros, de conteúdo digital por *streaming* e seu valor está incluso no plano de conectividade. A conclusão da Companhia é de que não há impacto nas demonstrações financeiras, exceto pela exigência de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

As receitas de Serviços de Tecnologia da Informação e Comunicação -TIC são reconhecidas ao longo do tempo, de acordo com a quantidade de horas trabalhadas ou valor fixo por mês de acordo com os termos contratuais.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 e a conclusão é de que não há impacto material em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Distribuição de Gás canalizado

A Companhia reconhece as receitas de venda de gás pelo valor justo da contraprestação, mediante a entrega de gás canalizado ao cliente.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 na receita de venda de gás canalizado e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação, que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Outras Receitas

A Companhia auferi outras fontes de receita relacionadas com a concessão de serviço público inerentes aos seus segmentos

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 47/IFRS 15 em outras receitas e a conclusão é de que não há impacto em suas demonstrações financeiras, exceto pelas exigências de apresentação e divulgação que serão mais detalhadas a partir de 2018.

Transição: Para as receitas que sofreram impactos resultantes da adoção do CPC 47/IFRS 15, a Companhia optou 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.

4.14.3 IFRS 16 - Arrendamentos

Emitida em 13.01.2016, estabelece, na visão do arrendatário, nova forma de registro contábil dos arrendamentos atualmente classificados como arrendamentos operacionais, cujo registro contábil passa a ser realizado de forma similar aos arrendamentos classificados como financeiros. No que diz respeito aos arrendadores, praticamente mantém os requisitos da IAS 17, incluindo apenas alguns aspectos adicionais de divulgação.

A IFRS 16 será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2019, sendo permitida sua adoção antecipada desde que as entidades adotem também de forma antecipada a IFRS 15 - Receita de contratos com clientes. A Companhia está avaliando os potenciais impactos da adoção deste novo pronunciamento.

4.14.4 IFRIC 22 - Transações e adiantamentos em moeda estrangeira

Emitida em 08.12.2016, a Interpretação 22 do *International Financial Reporting Interpretations Committee* - IFRIC 22 aborda a taxa de câmbio a ser utilizada em transações que envolvam a contrapartida paga ou recebida antecipadamente em transações com moeda estrangeira.

Essa Interpretação será aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

As transações em moeda estrangeira da Companhia e de suas controladas restringem-se, atualmente, aos instrumentos de dívida com instituições financeiras internacionais, mensuradas a valor justo, e à aquisição de energia de Itaipu. Uma vez que ativos e passivos mensurados ao valor justo estão fora do escopo da IFRIC e que não há antecipações de pagamentos nas operações com Itaipu, a Companhia avalia que a IFRIC 22 não causará impactos relevantes em suas demonstrações financeiras consolidadas.

4.14.5 Alterações ao CPC 28/IAS 40 - Propriedade de investimento

Emitidas em 08.12.2016, as alterações à IAS 40 esclarecem os requisitos relativos às transferências de ou para propriedades de investimento. As alterações serão aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º.01.2018, sendo permitida sua adoção antecipada.

A Companhia avaliou os potenciais efeitos da aplicação do CPC 28/IAS 40 e a conclusão é de que não há impacto relevante em suas demonstrações financeiras.

4.14.6 Melhorias Anuais ao Ciclo de IFRS 2014 - 2016

Anualmente, o IASB discute e decide sobre as melhorias propostas para as IFRS, conforme são levantadas ao longo do ano. As melhorias emitidas em 08.12.2016 tratam dos seguintes temas:

- i) alterações à IFRS 1 - adoção Inicial das IFRS: exclui da norma algumas exceções existentes para aplicação no período de transição das entidades recém-adoptantes das IFRS;
- ii) alterações à IFRS 12 - divulgação de participações em outras entidades: esclarece o escopo do pronunciamento, com relação à participação de entidades em outras entidades que estejam classificadas como disponíveis para venda ou operações descontinuadas de acordo com a IFRS 5; e
- iii) alterações à IAS 28 - investimento em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto: esclarece se uma entidade tem uma opção de "investimento por investimento" para mensurar as investidas pelo valor justo, de acordo com a IAS 28, por uma organização de capital de risco.

Com base em avaliação preliminar, a Companhia acredita que a aplicação dessas alterações não terá efeito relevante sobre as divulgações e montantes reconhecidos em suas demonstrações financeiras consolidadas.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Caixa e bancos conta movimento	2.477	2.452	157.470	173.020
Aplicações financeiras de liquidez imediata	54.356	43.644	882.605	809.053
	56.833	46.096	1.040.075	982.073

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

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 65% e 100% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Indexador	Consolidado	
		31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Títulos disponíveis para venda			
Cotas de fundos de investimentos	CDI	107.560	94.268
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	95,0% a 101% do CDI	57.192	50.811
Operação Compromissada	96,5% a 100% do CDI	47.052	56.512
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	687	1.475
		212.491	203.066
Títulos para negociação			
Cotas de fundos de investimentos	98,1% do CDI	7.172	8.676
Operação Compromissada	Pré-Fixada	-	58.930
Letras Financeiras	105,38% do CDI	-	51.384
Depósito a Prazo com Garantia Especial do FGC - DPGE	106,25% do CDI	-	4.785
Letras do Tesouro Nacional - LTN	Selic	-	3.378
Crédito Imobiliário	-	-	1.390
Debêntures	105,11% do CDI	-	129
Tesouraria	-	-	7
		7.172	128.679
		219.663	331.745
	Circulante	1.341	136.649
	Não circulante	218.322	195.096

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

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 31.12.2017	Saldo 31.12.2016
Consumidores					
Residencial	308.315	190.376	14.126	512.817	447.345
Industrial	314.817	37.788	76.722	429.327	313.963
Comercial	257.733	56.316	26.533	340.582	267.647
Rural	55.626	19.965	4.940	80.531	68.611
Poder público	40.358	9.476	5.992	55.826	64.581
Iluminação pública	37.590	81	13	37.684	28.991
Serviço público	37.667	1.279	834	39.780	34.391
Receita de fornecimento não faturada	410.086	-	-	410.086	377.498
Parcelamento de débitos (7.1)	143.720	13.722	32.819	190.261	193.426
Subsídio baixa renda - Eletrobras	14.435	-	-	14.435	12.128
Outros créditos	74.762	16.442	66.407	157.611	159.051
	1.695.109	345.445	228.386	2.268.940	1.967.632
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR	69.413	694	6.406	76.513	116.516
Contratos bilaterais	184.793	3.027	7.690	195.510	102.570
CCEE (7.2)	260.981	-	181.560	442.541	354.662
Receita de suprimento não faturada	31.671	-	-	31.671	28.873
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	10.020	49	1.282	11.351	17.415
	556.878	3.770	196.938	757.586	620.036
Encargos de uso da rede elétrica	151.204	3.120	7.696	162.020	104.831
Telecomunicações	31.069	12.344	22.356	65.769	81.374
Distribuição de gás	37.195	2.037	10.605	49.837	69.934
PECLD (7.3)	(2.984)	(2.945)	(303.901)	(309.830)	(355.666)
	2.468.471	363.771	162.080	2.994.322	2.488.141
Circulante				2.733.240	2.217.355
Não circulante				261.082	270.786

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2017, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,09% a 3,39% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os montantes mais significativos do saldo apresentado referem-se aos valores a receber pela Copel GeT, no total de R\$ 230.902, e pela Copel DIS, no total de R\$ 142.872.

Do saldo na Copel GeT, R\$ 49.342 foram recebidos até a data desta publicação. O saldo remanescente, de R\$ 181.560, é proveniente da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio de 2015, em decorrência do pedido pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia, para cumprir os contratos de comercialização da UHE Colíder (NE nº 19.6). Da parcela controversa, há constituição de PECLD no valor de R\$ 119.665. Em 14.03.2017, a Aneel negou o pleito da Companhia de reconsideração do Despacho Aneel nº 1.580/2016, que havia mantido inalterados os cronogramas de implantação e de suprimento de energia associados à usina. Considerando que o cronograma de entrada em operação da usina foi impactado por atos do poder público, de casos fortuitos e de força maior ocorridos ao longo da implantação do empreendimento, a Companhia encaminhou a questão ao Poder Judiciário obtendo êxito no deferimento total do pedido de antecipação de tutela na ação ordinária, com o efeito liminar no reprocessamento da liquidação pela CCEE divulgada no início de maio de 2018, referente a competência março de 2018.

O saldo da Copel DIS foi integralmente recebido.

7.3 Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD

As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - PECLD são reconhecidas em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e de títulos a receber, cuja recuperação é considerada improvável.

A PECLD dos consumidores é constituída considerando os parâmetros recomendados pela Aneel, com base na expectativa de recebimento de créditos dos principais devedores, na análise dos grandes débitos em recuperação judicial/falência, nos valores a receber da classe residencial vencidos há mais de 90 dias, da classe comercial, vencidos há mais de 180 dias, e das classes industrial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público, vencidos há mais de 360 dias, além da experiência em relação ao histórico das perdas efetivas.

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2016	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2017
Consumidores							
Residencial	104.167	69.041	(106.706)	66.502	36.177	(80.147)	22.532
Industrial	42.176	45.552	(21.165)	66.563	26.265	(14.049)	78.779
Comercial	48.385	49.664	(30.974)	67.075	18.101	(25.901)	59.275
Rural	1.827	4.106	(2.803)	3.130	2.997	(3.396)	2.731
Poder público	10.651	2.424	(94)	12.981	(3.833)	(4.313)	4.835
Iluminação pública	81	23	-	104	205	(269)	40
Serviço público	607	504	-	1.111	(653)	(439)	19
	207.894	171.314	(161.742)	217.466	79.259	(128.514)	168.211
Concessionárias e permissionárias							
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	10.141	3.266	(330)	13.077	1.287	(175)	14.189
	129.806	3.266	(330)	132.742	1.287	(175)	133.854
Telecomunicações	191	2.598	(2.255)	534	8.309	(7.332)	1.511
Distribuição de gás	1.795	3.209	(80)	4.924	1.433	(103)	6.254
	339.686	180.387	(164.407)	355.666	90.288	(136.124)	309.830

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, a partir de janeiro de 2018 restam 88 parcelas mensais, que vem sendo pagas rigorosamente nas condições contratadas.

8.1 Mutações do CRC

Saldo em 1º.01.2016	Juros	Varição monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2016	Juros	Varição monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2017
1.383.242	92.959	95.959	(49.425)	1.522.735	97.085	(6.373)	(97.085)	1.516.362
Circulante								167.109
Não circulante				1.522.735				1.349.253

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2019	178.223
2020	190.076
2021	202.717
2022	216.198
2023	230.576
Após 2023	331.463
1.349.253	

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

Os Ativos e Passivos Financeiros Setoriais se referem aos custos não gerenciáveis da Parcela A (Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA) e a outros componentes financeiros, que correspondem à variação entre os custos efetivamente incorridos no ciclo tarifário, comparados à cobertura tarifária prevista.

A CVA, composta pelos custos de aquisição de energia elétrica, custos de transmissão e encargos setoriais, e os itens financeiros, que correspondem a sobrecontratação de energia, neutralidade dos encargos, e outros direitos e obrigações integrantes da tarifa, são repassados integralmente à tarifa de energia ou cobertos na forma definida pelo Poder Concedente, não impactando o resultado anual da distribuidora.

Os saldos ativos ou passivos representam as variações positivas e negativas entre os valores previstos na tarifa e os realizados, corrigidos por índice de atualização monetária. Anualmente, nos processos de revisão ou reajuste tarifário, são homologados pela Aneel e repassados como componentes da tarifa de energia. Mensalmente, é realizada a amortização dos valores homologados nos processos de revisão ou reajuste anteriores.

O saldo em 31.12.2017 é composto pelo ciclo anterior (reajuste tarifário 2017), em amortização, que representa o saldo homologado pela Aneel já contemplado na tarifa e pelo ciclo em constituição (reajuste tarifário 2018 e revisão tarifária periódica 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	31.12.2017	
	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2018		
Parcela A		
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	333.412	333.412
Energia elétrica para revenda - Itaipu	250.851	250.851
Transporte de energia pela rede básica	18.056	18.056
Transporte de energia de Itaipu	5.063	5.063
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(211.735)	(211.735)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(28.800)	(28.800)
Proinfa	(33)	(33)
Outros componentes financeiros		
Neutralidade	33.319	33.319
Sobrecontratação	(112.137)	(112.137)
Risco hidrológico	(93.964)	(93.964)
Devoluções tarifárias	(21.302)	(21.302)
Ajuste CVA Angra III	(1.121)	(1.121)
	171.609	171.609

Consolidado	31.12.2017		31.12.2016	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2016				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	-	-	(318.905)	-
ESS	-	-	(65.712)	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(67)	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	354.651	-
CDE	-	-	146.005	-
Proinfa	-	-	15.179	-
Transporte de energia comprada de Itaipu	-	-	3.759	-
Outros componentes financeiros				
Revisão tarifária extraordinária	-	-	(257.353)	-
Exposição financeira	-	-	(16.250)	-
Sobrecontratação	-	-	(4.794)	-
Neutralidade	-	-	40.564	-
Outros	-	-	149	-
	-	-	(102.774)	-
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2017				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	(168.939)	-	(108.610)	(108.610)
ESS	(167.938)	-	(103.853)	(103.853)
CDE	(84.293)	-	(37.697)	(37.697)
Proinfa	(5.122)	-	1.057	1.057
Energia elétrica para revenda - Itaipu	36.002	-	34.717	34.717
Transporte de energia pela rede básica	11.127	-	4.239	4.239
Transporte de energia comprada de Itaipu	2.797	-	1.972	1.972
Outros componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	(12.470)	-	-	-
Sobrecontratação	87.949	-	80.482	80.482
Neutralidade	54.609	-	75.206	75.206
Ajuste CVA Angra III	50.435	-	-	-
Outros	3.024	-	-	-
	(192.819)	-	(52.487)	(52.487)
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	(90.700)	-	(71.244)
	-	(90.700)	-	(71.244)
	(192.819)	(90.700)	(155.261)	(123.731)

9.2 Mutações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2017
		Constituição	Amortização	Atualização		
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)

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2016
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu (9.2.1)	699.408	61.905	(409.894)	72.666	-	424.085
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ (9.2.2)	(14.865)	(255.085)	(37.860)	(39.710)	(188.605)	(536.125)
Transporte de energia pela rede básica	77.011	(271)	(74.168)	5.839	-	8.411
Transporte de energia comprada de Itaipu	7.723	6.340	(7.388)	1.028	-	7.703
ESS (9.2.3)	(339.154)	(124.737)	292.804	(32.157)	(70.174)	(273.418)
CDE (9.2.4)	633.112	(249.476)	(350.600)	37.575	-	70.611
Proinfa	(1.265)	32.382	(16.271)	2.447	-	17.293
Outros componentes financeiros						
Neutralidade (9.2.5)	64.644	154.607	(35.958)	7.683	-	190.976
Devoluções tarifárias (9.2.7)	-	(66.043)	-	(5.201)	-	(71.244)
Sobrecontratação (9.2.8)	120.776	115.791	(73.595)	(6.802)	-	156.170
Revisão tarifária extraordinária	(708.609)	21.541	457.942	(28.227)	-	(257.353)
Exposição financeira	18.714	(42.000)	7.643	(607)	-	(16.250)
Diferimento reposição tarifária	467.627	-	(467.627)	-	-	-
Liminares CDE	20.456	(19.808)	-	(648)	-	-
Outros	84	409	(245)	(99)	-	149
	1.045.662	(364.445)	(715.217)	13.787	(258.779)	(278.992)
Ativo circulante	910.759					-
Ativo não circulante	134.903					-
Passivo circulante	-					(155.261)
Passivo não circulante	-					(123.731)

9.2.1 Energia Elétrica Comprada para Revenda - Itaipu

A potência da UHE Itaipu é vendida por meio de cotas-parte às concessionárias das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com seus mercados. O valor constituído em 2017 refere-se à variação do custo de aquisição de energia elétrica e à variação cambial, em relação ao previsto no último reajuste tarifário.

9.2.2 Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ

O saldo constituído reflete a diferença entre o preço médio de pagamento, relativo aos efeitos de contratação por disponibilidade (ECD), Angra e Cotas, e o preço médio de cobertura tarifária.

A conta de CVA Energ foi compensada pelos recursos recebidos da Conta Centralizadora de Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT ou Conta Bandeiras.

Em 26.01.2016, foi aprovada pela Aneel a Resolução Normativa nº 700/2016, que trata da metodologia para os casos de saldos positivos da Conta Bandeiras, que prevê que o excedente de bandeiras seja alocado na distribuidora, a ser repassado aos consumidores nos processos tarifários subsequentes, podendo ser compensado nas próximas apurações da Conta Bandeiras, até o próximo reajuste tarifário.

9.2.3 Encargos de Serviços do Sistema - ESS

Consistem nos custos associados ao despacho de geração térmica para a manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema, cuja precificação não foi considerada no cálculo do PLD. Este valor é pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo.

Contemplam o ressarcimento aos agentes de geração dos custos das restrições de operação, prestação de serviços ancilares e por razão de segurança energética.

9.2.4 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

O saldo constituído de CDE em 2017 é resultado do valor inferior das cotas de pagamento mensal, excetuando-se, neste caso, os descontos da CDE decorrentes de liminares, homologadas pela Aneel (NE nº 32.5.1), em relação à cota regulatória prevista na tarifa de energia.

9.2.5 Neutralidade

Corresponde à estimativa da parcela recuperável dos encargos setoriais não recebidos pela tarifa vigente (receita faturada), face à retração do consumo verificada no período. A neutralidade é assegurada para encargos, energia, transporte, componentes financeiros e receitas irre recuperáveis.

9.2.6 Risco hidrológico

No reajuste tarifário da Copel DIS 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 por 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 novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, anteriormente registrados como obrigações especiais, devem ser contabilizados a partir de 1º.01.2016 como passivos financeiros setoriais, líquidos dos tributos incidentes, do percentual regulatório de 3,5% da receita, relativa à ultrapassagem de demanda na rede de transmissão, e das receitas irrecuperáveis, aplicando-se o percentual regulatório associado à classe de consumo industrial.

9.2.8 Sobrecontratação

Corresponde ao custo de aquisição do montante de sobrecontratação de energia em relação à carga anual de fornecimento, bem como ao custo da energia relativo à exposição ao mercado de curto prazo. O saldo constituído é o resultado da venda das sobras de energia no mercado de curto prazo a preço de PLD superior ao mix de cobertura.

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Contrato de concessão de distribuição (10.1)	684.206	614.806
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.2)	606.479	586.706
Contratos de concessão de transmissão (10.3)	1.497.399	1.342.055
Remensuração do ativo financeiro RBSE (10.4)	1.418.370	1.186.985
Contrato de concessão de distribuição de gás (10.5)	303.668	83.378
	4.510.122	3.813.930
	Circulante	149.744
	Não circulante	4.360.378
		65.595
		3.748.335

10.1 Contrato de concessão de distribuição

Em 1º.01.2016	424.140
Transferências do intangível (NE nº 20.1)	58.970
Transferências de investimentos	12
Reconhecimento do valor justo	131.738
Baixas	(54)
Em 31.12.2016	614.806
Doações e subvenções recebidas	76
Transferências do intangível (NE nº 20.1)	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

A Companhia assinou em 09.12.2015 o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 46/1999, prorrogando sua vigência até 07.07.2045, de acordo com o Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia de 09.11.2015, com fundamento na Lei nº 12.783/2013, no Decreto nº 7.805/2012 e no Decreto nº 8.461, de 02.06.2015.

O saldo de Contas a Receber Vinculadas à Concessão relativo ao 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.

Em decorrência do resultado positivo da revisão tarifária, foi reconhecido em 2016 o valor de R\$ 104.239, e em 2017 o valor de R\$ 785 (em complemento ao laudo do 4º Ciclo), que, somado à aplicação do IPCA sobre a base blindada, a partir de 2016 possibilitou o reconhecimento de valor justo de R\$ 131.738 em 2016 e de R\$ 16.199 em 2017.

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

Em 1º.01.2016	-
Reconhecimento da bonificação de outorga	574.827
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(84.904)
Juros efetivos (NE nº 32.2)	96.783
Em 31.12.2016	586.706
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(62.387)
Juros efetivos (NE nº 32.2)	82.160
Em 31.12.2017	606.479

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.

10.3 Contratos de concessão de transmissão

Em 1º.01.2016	929.835
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(53.851)
Transferências para o imobilizado	(5.066)
Transferências para o intangível	(150)
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.4)	(61.760)
Remuneração	98.780
Reversão de estimativa de perdas	29.025
Receita de construção	405.242
Em 31.12.2016	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

10.4 Remensuração dos ativos RBSE

Em 1º.01.2016	-
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	809.639
Transferência do contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11)	160.217
Transferências do imobilizado	155.369
Transferência pelo reconhecimento do laudo RBSE (10.3)	61.760
Em 31.12.2016	1.186.985
Remuneração do fluxo de caixa dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	178.141
Acréscimo ao valor estimado pela homologação do laudo dos ativos RBSE (NE nº 32.3)	183.015
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(129.771)
Em 31.12.2017	1.418.370

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 glosa de R\$ 214.663 em relação ao montante originalmente solicitado de R\$ 882.300, estando a principal glosa 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 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\$ 132.993 para R\$ 121.267, 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.

A remensuração da base de ativos para a data-base de 31.12.2017 totaliza R\$ 1.418.370, já descontando a amortização pelo recebimento da RAP, tendo as variações ocorridas nos períodos sido registradas em receita operacional.

10.5 Contrato de concessão de distribuição de gás

Em 1º.01.2016	13.638
Transferências do intangível	68.737
Reconhecimento do valor justo	1.003
Em 31.12.2016	83.378
Reclassificações do intangível (NE nº 2.1.1)	154.800
Transferências do intangível	24.609
Reconhecimento do valor justo	40.881
Em 31.12.2017	303.668

11 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

O saldo refere-se aos ativos de geração de energia elétrica, em decorrência do vencimento das concessões de PCH Rio dos Patos, 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 Indenização da 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 e refletiu no resultado do exercício de 2017 o montante de R\$ 341 (R\$ 8.137 em 2016).

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

11.1 Mutações das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Em 1º.01.2016	219.556
Transferência para o contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.4)	(160.217)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	8.137
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável	(75)
Em 31.12.2016	67.401
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	341
Reversão de perdas estimadas para redução ao valor recuperável	1.117
Em 31.12.2017	68.859

12 Outros Créditos

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Serviços em curso (a)	7.444	7.893	141.959	136.085
Repasso CDE (12.1)	-	-	136.559	45.929
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (12.2)	-	-	77.279	28.313
Desativações em curso	-	-	44.451	43.602
Adiantamento a fornecedores (b)	-	-	29.016	16.493
Adiantamento a empregados	660	652	25.928	25.916
Adiantamento para indenizações imobiliárias	-	-	19.230	11.050
Outros créditos	183	191	84.345	73.096
	8.287	8.736	558.767	380.484
Circulante	8.287	8.736	409.351	306.933
Não circulante	-	-	149.416	73.551

(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 Repasse CDE

A CDE (NE nº 32.5.1) tem entre suas finalidades prover recursos para subsidiar os descontos tarifários.

O valor repassado à Copel DIS relativo aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, de junho de 2016 a maio de 2017, homologado pela Resolução Aneel nº 2.096/2016, foi de R\$ 25.505 mensais. Esse valor foi alterado para R\$ 49.304 mensais pela Resolução nº 2.255, de 20.06.2017, que homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS em 2017, para o período de junho de 2017 a maio de 2018.

12.2 Créditos nas operações de venda e aquisição de gás - Compagás

Refere-se ao contrato de aquisição de gás da Petrobras, relativo à aquisição de volumes contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, e contém cláusula de compensação futura. A Compagás tem o direito de retirar o gás em meses subsequentes, podendo compensar o volume contratado e não consumido. 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 valores pagos no curso de sua operação. Caso a concessão termine de forma antecipada por qualquer motivo, o contrato com a Petrobras prevê 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).

Em 2017, a partir das novas condições de suprimento e perspectivas de consumo pelo mercado, a companhia reverteu a totalidade do *impairment* constituído, no valor de R\$ 123.586 (NE 33.4).

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Ativo circulante				
IR e CSLL a compensar	119.320	116.441	937.663	765.150
IR e CSLL a compensar com o passivo	(105.265)	(74.542)	(435.978)	(576.198)
	14.055	41.899	501.685	188.952
Ativo não circulante				
IR e CSLL a recuperar	158.808	153.216	176.480	169.967
	158.808	153.216	176.480	169.967
Passivo circulante				
IR e CSLL a recolher	36.803	4.882	362.307	547.992
IR e CSLL a compensar com o ativo	(34.336)	(4.882)	(275.997)	(506.538)
	2.467	-	86.310	41.454

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	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2016	no resultado	no resultado	31.12.2016	no resultado	no resultado	31.12.2017
			abrangente			abrangente	
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	98.779	(46.779)	-	52.000	34.732	-	86.732
Amortização do direito de concessão	18.918	381	-	19.299	381	-	19.680
Provisão Finam	3.457	-	-	3.457	-	-	3.457
Benefícios pós-emprego	2.615	803	(2.196)	1.222	159	(7)	1.374
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	6.050	(1.295)	-	4.755	(4.755)	-	-
Outros	6.330	11.609	-	17.939	(2.720)	-	15.219
	136.149	(35.281)	(2.196)	98.672	27.797	(7)	126.462
(-) Passivo não circulante							
Atualização de depósitos judiciais	-	24.699	-	24.699	(6.350)	-	18.349
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	4.083	(2.368)	-	1.715	1.900	-	3.615
Instrumentos financeiros	5.850	-	1.229	7.079	(3.963)	(854)	2.262
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	-	17.717	-	17.717	(17.717)	-	-
Provisão para deságio	25.297	(25.297)	-	-	-	-	-
	35.230	14.751	1.229	51.210	(26.130)	(854)	24.226
Líquido	100.919	(50.032)	(3.425)	47.462	53.927	847	102.236

Consolidado	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em	Reconhecido	Reconhecido	Saldo em
	1º.01.2016	no resultado	no resultado	31.12.2016	no resultado	no resultado	31.12.2017
			abrangente	Reapresentado		abrangente	
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	456.316	(17.778)	-	438.538	75.820	-	514.358
Benefícios pós-emprego	201.260	28.634	30.174	260.068	16.716	16.827	293.611
Provisão para redução ao valor recuperável de ativos	252.026	37.591	-	289.617	20.944	-	310.561
Provisão para P&D e PEE	116.671	25.608	-	142.279	14.046	-	156.325
Provisão para compra de energia	184.471	(69.214)	-	115.257	14.620	-	129.877
PECLD	125.941	3.697	-	129.638	(16.258)	-	113.380
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	6.050	45.063	-	51.113	59.545	-	110.658
INSS - liminar sobre depósito judicial	36.758	17.992	-	54.750	6.106	-	60.856
Amortização do direito de concessão	39.539	4.592	-	44.131	4.591	-	48.722
Contratos de concessão	38.009	(11.803)	-	26.206	(1.300)	-	24.906
Provisão para perdas tributárias	17.426	5.750	-	23.176	739	-	23.915
Provisão para participação nos lucros	25.825	(4.494)	-	21.331	939	-	22.270
Instrumentos financeiros	6.316	6.607	-	12.923	2.795	-	15.718
Outros	95.875	(4.538)	-	91.337	(33.878)	-	57.459
	1.602.483	67.707	30.174	1.700.364	165.425	16.827	1.882.616
(-) Passivo não circulante							
Contratos de concessão	91.359	349.163	-	440.522	95.204	-	535.726
Custo atribuído ao imobilizado	539.190	(52.395)	-	486.795	(36.911)	-	449.884
Atualização de depósitos judiciais	-	62.538	-	62.538	(7.210)	-	55.328
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	7.768	1.874	-	9.642	11.896	-	21.538
Diferimento de ganho de capital	11.320	-	-	11.320	-	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	5.357	-	-	5.357	-	-	5.357
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	-	17.717	-	17.717	(17.717)	-	-
Outros	410.141	(380.822)	1.229	30.548	14.906	(853)	44.601
	1.065.135	(1.925)	1.229	1.064.439	60.168	(853)	1.123.754
Líquido	537.348	69.632	28.945	635.925	105.257	17.680	758.862
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	537.562			814.355			915.492
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(214)			(178.430)			(156.630)

13.2.2 Realização dos créditos fiscais diferidos

A realização dos tributos diferidos constituídos ocorrerá conforme realização fiscal da base constituída. Os critérios projetados para realização dos principais itens constituídos, são:

- Valores constituídos sobre benefícios pós-emprego, calculados sob a provisão atuarial apurada por avaliação atuarial preparada anualmente por atuário independente, serão realizados conforme seus gastos dispendidos;
- Valores constituídos sobre as provisões para litígios serão realizados em virtude das 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;
- Os demais valores constituídos serão realizados conforme a realização fiscal de cada uma das bases constituídas. Em 12.04.2018, o Conselho Fiscal examinou e o Conselho de Administração aprovou o estudo técnico no qual se evidencia a realização dos impostos diferidos.

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

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2018	38.831	-	482.107	(82.039)
2019	137	-	268.072	(105.308)
2020	137	-	185.597	(71.167)
2021	137	-	115.637	(69.403)
2022	137	-	80.570	(70.448)
2023 a 2025	412	-	193.845	(189.305)
2026 a 2028	86.671	(24.226)	556.788	(536.084)
	126.462	(24.226)	1.882.616	(1.123.754)

13.2.3 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2017, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 23.592 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	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	7	-	68.773	62.934
PIS/Pasep e Cofins a compensar	269	197	133.090	52.240
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	-	-	(4.202)	(47.810)
Outros tributos a compensar	-	-	571	567
	276	197	198.232	67.931
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	36.740	35.659
PIS/Pasep e Cofins	-	-	46.858	62.113
Outros tributos a compensar	15	15	33.376	33.336
	15	15	116.974	131.108
Passivo circulante				
ICMS a recolher	3	5	151.928	113.793
PIS/Pasep e Cofins a recolher	44.927	39.819	138.797	136.437
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(44.927)	(39.819)	(121.165)	(87.629)
IRRF sobre JSCP	26.002	29.841	97.065	90.147
IRRF sobre JSCP a compensar com o IR e CSLL ativo	(26.002)	(29.841)	(43.018)	(29.841)
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (13.3.1)	-	-	45.108	-
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	63.791	59.558
Outros tributos	473	407	12.981	12.529
	476	412	345.487	294.994
Passivo não circulante				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.365	2.075	179.373	161.336
Pert (13.3.1)	-	-	488.563	-
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	85.054	138.969
TCFRH (a)	-	-	53.349	-
Outros tributos	-	-	3.237	2.841
	2.365	2.075	809.576	303.146

(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

Do total de R\$ 533.671 registrados, R\$ 532.644 correspondem ao saldo da Copel DIS.

Em junho de 2016, a Receita Federal do Brasil - RFB emitiu entendimento por meio da Solução de Consulta Cosit nº 101/2016, em que orientou que a tributação da CVA, atualmente classificada como Ativos e Passivos Financeiros Setoriais, passasse a ser realizada quando do registro contábil (regime de competência) e não pelo repasse às tarifas (regime de faturamento). Conforme a RFB, tal entendimento está sustentado na assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão em dezembro de 2014, o qual passa a garantir que o eventual saldo residual de Ativos e Passivos Financeiros Setoriais será indenizado ao término da concessão.

Diante deste contexto, face à manifestação da RFB, a qual produz efeitos desde dezembro de 2014, a Companhia, que tributava as operações da CVA pelo regime de faturamento, avaliou os benefícios oferecidos pelo Programa Especial de Regularização Tributária - Pert, instituído pela Medida Provisória - MP nº 783/2017 e regulamentado pela Instrução Normativa - IN nº 1711/2017, bem como os reflexos em seus resultados financeiros e de fluxo de caixa, e decidiu pela adesão ao programa em agosto de 2017, consequentemente alterando o regime de tributação da CVA para competência.

Com base nessa decisão, a Copel DIS realizou a retificação de todas as obrigações acessórias de dezembro de 2014 a julho de 2017.

Em outubro de 2017 foi publicada a Lei nº 13.496/2017, resultante da conversão em lei da MP nº 783/2017, a qual modificou a redução da multa de 40% para 50% e manteve o percentual de redução dos juros em 80%.

Os pagamentos realizados a menor, do período de dezembro de 2014 a março de 2017, foram inseridos no Pert, com declaração à RFB de um débito de R\$ 557.365 (valor principal), referente a PIS, Cofins, IRPJ e CSLL. Considerando os benefícios de redução de multa e juros aplicados sobre o saldo remanescente, após o pagamento de 20% do valor da dívida consolidada,, o valor total atualizado até agosto de 2017, data da adesão ao programa, era de R\$ 685.904.

Tributo	Principal	Multa	Juros	Dívida consolidada antes da adesão ao Pert (1)	Redução de multa e juros - Pert (2)	Saldo da dívida (1) - (2)
PIS	29.432	5.886	8.612	43.930	7.866	36.064
Cofins	135.614	27.123	39.678	202.415	36.242	166.173
IRPJ	286.528	57.306	89.814	433.648	80.404	353.244
CSLL	105.791	21.158	33.159	160.108	29.685	130.423
	557.365	111.473	171.263	840.101	154.197	685.904

O pagamento dos tributos inseridos no Pert está ocorrendo da seguinte forma:

- Pagamento à vista de 20% do débito (sem as reduções previstas no Pert), em 5 parcelas de R\$ 33.604, vencíveis a partir de agosto de 2017. A partir de setembro de 2017, esse valor começou a ser corrigido pela taxa Selic.
- A partir de janeiro de 2018, inicia-se o pagamento do saldo da dívida, em 145 parcelas de R\$ 3.572. O valor da parcela será corrigido pela taxa Selic.

- Dessa forma, os benefícios auferidos pela Copel DIS pela adesão ao programa totalizaram R\$ 154.197 correspondentes à redução de multas e juros.

Sobre os pagamentos realizados a maior, no período de dezembro de 2014 a julho de 2017, considerando a alteração do regime de tributação da CVA para competência conforme Solução de Consulta Cosit nº 101/2016, a Copel DIS declarou à RFB créditos referentes a PIS, Cofins, IRPJ e CSLL, conforme tabela abaixo:

Tributo	Principal	Juros	Total
PIS	40.379	6.716	47.095
Cofins	185.134	30.803	215.937
IRPJ	369.900	50.219	420.119
CSLL	164.996	23.310	188.306
	760.409	111.048	871.457

O montante desses créditos vem sendo utilizado para compensações de tributos federais e seu saldo será atualizado mensalmente pela Selic.

13.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.016.502	950.686	1.392.941	1.394.162
IRPJ e CSLL (34%)	(345.611)	(323.233)	(473.600)	(474.015)
Efeitos fiscais sobre:				
Equivalência patrimonial	278.013	144.969	36.555	66.899
Juros sobre o capital próprio	90.440	96.202	90.440	96.202
Dividendos	497	838	497	838
Despesas indedutíveis	(5.533)	(75)	(26.292)	(11.624)
Incentivos fiscais	178	179	14.973	16.567
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(5.645)	-
Consistência e/ou compensação de prejuízo fiscal e base negativa da CSLL de exercícios anteriores	-	-	90.804	-
Diferença entre as bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	(19.680)	(114.149)
Outros	(860)	26.206	17.262	(100.408)
IRPJ e CSLL correntes	(36.803)	(4.882)	(379.943)	(589.322)
IRPJ e CSLL diferidos	53.927	(50.032)	105.257	69.632
Alíquota efetiva - %	-1,7%	5,8%	19,7%	37,3%

14 Despesas Antecipadas

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	28.033	40.909
Outros	24.518	23.770
	52.551	64.679
	Circulante	39.867
	Não circulante	12.684
		39.096
		25.583

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

Durante o período de 2015, os geradores hidrelétricos foram fortemente impactados pela geração de energia elétrica abaixo de sua garantia física, em decorrência do baixo nível dos reservatórios, afetados pela escassez de chuvas dos últimos anos, submetendo-os à liquidação junto à CCEE, ao preço do PLD, do déficit entre a energia gerada e a vendida.

Em 08.12.2015, com a promulgação da Lei nº 13.203, o Poder Concedente permitiu aos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE a repactuação do risco hidrológico até então suportado por eles, com efeitos retroativos a 1º.01.2015.

A Resolução Normativa Aneel nº 684, de 11.12.2015, estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica pelos agentes participantes do MRE. A repactuação no Ambiente de Contratação Regulado - ACR se deu pela transferência do risco hidrológico ao consumidor, mediante pagamento de prêmio de risco pelo gerador à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, e a repactuação no Ambiente de Contratação Livre - ACL pela contratação de níveis de Energia de Reserva.

Em 23.12.2015, após análise das condições para repactuação no ACR e no ACL, a subsidiária integral Copel GeT e a controlada Elejor protocolaram pedidos de repactuação do risco hidrológico somente no ACR, das UHEs Mauá, Foz do Areia, Santa Clara e Fundão, anuídos pelos Despachos Aneel nºs 84/2016 e 43/2016.

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e com a regulamentação citada, as Empresas 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 para a classe do produto SP100, correspondente ao prêmio de risco por elas contratado.

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

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

A composição dos registros em 31.12.2017 é apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em			Saldo em			Saldo em
	1º.01.2016	Amortização	Transferências	31.12.2016	Amortização	Transferências	
Prêmio de risco - ativo circulante	23.313	(32.679)	24.825	15.459	(12.876)	12.876	15.459
Prêmio de risco - ativo não circulante	25.340	-	110	25.450	-	(12.876)	12.574
Intangível	30.807	(4.493)	26.872	53.186	(7.441)	-	45.745
Redutora do passivo com CCEE	55.160	(3.353)	(51.807)	-	-	-	-
	134.620	(40.525)	-	94.095	(20.317)	-	73.778
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	76.171			40.909			28.033
Extensão de prazo da outorga - intangível	58.449			53.186			45.745

15 Partes Relacionadas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Controlador				
Estado do Paraná (15.1)	130.156	130.156	130.417	155.141
Controladas				
Copel DIS (15.2)	89.270	90.505	-	-
Copel TEL (15.3)	-	85.421	-	-
Eólicas (15.4)	221.327	-	-	-
Compartilhamento de estrutura	27.273	1.496	-	-
Copel DIS - reembolso	26	135	-	-
Copel TEL - reembolso	5.189	-	-	-
Empreendimento controlado em conjunto				
Voltalia São Miguel do Gostoso (15.5)	38.169	28.968	38.169	28.968
Compartilhamento de estrutura	67	-	405	-
	511.477	336.681	168.991	184.109
	Circulante	292.051	116.020	38.835
	Não circulante	219.426	220.661	155.141

15.1 Estado do Paraná

15.1.1 Crédito relativo ao Programa Luz Fraterna, R\$ 115.890 (R\$ 115.890, em 31.12.2016)

As transferências dos direitos creditórios da conta Luz Fraterna (NE nº 37.a) da Copel DIS para a Copel foram suspensas a partir do segundo semestre de 2015, considerando o Decreto nº 2.789/2015, que criou a possibilidade de utilização de crédito presumido de ICMS para quitação das faturas alusivas a esse programa. Adicionalmente, a Lei Estadual 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.

Em 23.03.2018, o Estado do Paraná liquidou o saldo de R\$ 115.890.

15.1.2 Crédito relativo às obras da Copa do Mundo de 2014, R\$ 14.266 (R\$ 14.266, em 31.12.2016)

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. Considerando esta previsão legal, está em fase de negociação a definição dos termos da liquidação desse saldo.

15.1.3 Crédito relativo ao Programa Morar Bem, R\$ 261 (R\$ 24.985, em 31.12.2016)

O Programa Morar Bem Paraná, instituído pelo Decreto n.º 2.845/2011, é um convênio entre o Estado do Paraná, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel DIS, cuja gestão é realizada pela Cohapar. As principais atribuições da Copel DIS no convênio são as construções das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

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 DIS, relativos a serviços prestados até a data da publicação da referida lei. Considerando esta previsão legal, o Estado do Paraná quitou a dívida em 18.12.2017. Dando continuidade na prestação dos serviços, o saldo passou a ser de R\$ 261, integralmente recebido em março de 2018.

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 STN, repassado com a mesma incidência de encargos assumidos pela Companhia e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS (NE nº 23).

15.3 Copel TEL - Contrato de mútuo

Em 12.06.2015, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel (mutuante) e a Copel TEL (mutuária), com o objetivo de proporcionar recursos para atendimento ao programa de investimento. Inicialmente, foi estabelecido o limite de R\$ 20.000, acrescido de IOF e juros remuneratórios de 111,5% do CDI, sendo alterado para R\$ 60.000 e R\$ 120.000, conforme primeiro e segundo termos aditivos assinados em 14.10.2016 e 15.12.2016, com vigência até 29.12.2017. O mútuo foi liquidado em 09.08.2017 e registrou receita financeira no valor de R\$ 6.667 em 2017 (R\$ 1.539 em 2016).

15.4 Eólicas - Contratos de mútuo

Em 21.08.2017, foram assinados contratos de mútuo entre a Copel (mutuante) e as usinas eólicas, conforme demonstrado a seguir:

Mutuárias	Limite aprovado	Receita financeira	Saldo a receber
		2017	31.12.2017
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	45.500	817	31.584
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	92.700	517	31.078
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	92.000	1.626	73.702
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	40.700	518	20.181
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	110.800	1.345	61.963
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	9.700	8	490
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	17.400	56	2.329
	408.800	4.887	221.327

Características: contratos com limites aprovados, acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 117% do CDI. Em 24.01.2018 foram assinados termos aditivos aos contratos alterando a vigência de 31.01.2018 para 28.09.2018 e o montante de limites aprovados de R\$ 260.000 para R\$ 408.800.

Destinação: proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios das mutuárias.

15.5 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 efeitos retroativos a partir de 06.02.2015, 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. A vigência inicial de dois anos foi alterada para até 06.02.2018, data que ocorreu a liquidação do contrato. Do valor limite aprovado, a mutuária utilizou R\$ 27.950 e registrou receita financeira no valor de R\$ 3.513 em 2017 (R\$ 3.509 em 2016).

16 Outros Investimentos Temporários

Investimento	Investidora	Quantidade de ações	Tipo	Cotação em bolsa de valores R\$ por ação	
				31.12.2017	31.12.2016
Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar (16.1)	Copel	36.343.267	PN	-	-
Outros investimentos	Copel			18.727	17.607
				18.727	408.297

16.1 Adesão ao Programa de *Units* da Sanepar e oferta pública de *Units*

Em 17.11.2017, a Copel solicitou a conversão de ações e a adesão ao Programa *Units* da Sanepar, as quais ocorreram em 21.11.2017. O Certificado de Depósito de Ações - *Units* de propriedade da Copel e da Copel Energia é composto por uma ação ordinária e quatro ações preferenciais de emissão da Sanepar.

A Copel, detentora de 36.343.267 ações preferenciais de emissão da Sanepar, solicitou a conversão de 7.268.655 em ações ordinárias e a formação de 7.268.653 *Units*, e a Copel Energia, detentora de 7.956.306 ações ordinárias de emissão da Sanepar adquiridas em 13.03.2017 (NE nº 18.5), solicitou a conversão de 6.365.044 em ações preferenciais e a formação de 1.591.261 *Units*.

Em 12.12.2017, foi concluído o processo de *Bookbuilding* no âmbito da oferta pública com esforços restritos de distribuição secundária de *Units*, de emissão da Sanepar, com o estabelecimento do preço de R\$ 55,20 por *Unit*. A Copel e a Copel Energia participaram como vendedoras e alienaram a totalidade de suas *Units*, com consequente ingresso de recursos no caixa na ordem de R\$ 484.608.

A efetiva liquidação da Oferta Restrita ocorreu em 18.12.2017. O ganho decorrente da operação totalizou R\$ 28.650 (NE nº 33.6).

17 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Fiscais	119.156	153.719	337.909	433.880
Trabalhistas	11	213	120.463	149.968
Cíveis				
Fornecedores	-	-	-	7.680
Cíveis	-	-	110.495	51.482
Servidões de passagem	-	-	6.114	6.679
Consumidores	-	-	2.522	3.197
	-	-	119.131	69.038
Outros	-	-	5.026	4.717
	119.167	153.932	582.529	657.603

18 Investimentos

18.1 Mutações dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	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 (18.2)	89.314	(74)	-	-	-	-	-	89.240
Compagás (18.2)	152.811	58.116	(128)	-	-	(7.942)	-	202.857
Elejor (18.2)	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 (18.3)	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 (18.5)	32.766	8.876	-	-	-	(11.821)	-	29.821
Foz do Chopim Energética (18.5)	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

Controladora	Saldo em 1º.01.2016 Reapresentado	Equivalência patrimonial reapresentada	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2016 Reapresentado
Controladas								
Copel GeT	6.843.029	873.211	(16.002)	979.500	-	(712.988)	-	7.966.750
Copel DIS	5.603.673	(180.446)	(44.720)	498.000	-	(1.070.526)	-	4.805.981
Copel TEL	508.874	58.332	(2.250)	-	-	(118.801)	-	446.155
Copel REN	17.889	346	543	10.000	-	-	-	28.778
Copel Energia	252.074	23.731	(1.076)	2.000	-	(6.859)	-	269.870
UEG Araucária (18.2)	150.851	(38.465)	-	-	-	(23.072)	-	89.314
Compagás (18.2)	150.818	2.526	67	-	-	(600)	-	152.811
Elejor (18.2)	51.800	34.386	-	-	-	(30.396)	-	55.790
Elejor - direito de concessão	15.270	-	-	-	(754)	-	-	14.516
	13.594.278	773.621	(63.438)	1.489.500	(754)	(1.963.242)	-	13.829.965
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso I (18.3)	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.507	-	-	-	(367)	-	-	11.140
Paraná Gás	106	(69)	-	-	-	-	-	37
	83.862	4.276	-	-	(367)	(1.031)	-	86.740
Coligadas								
Sanepar (a)	311.679	43.120	(479)	-	-	(19.372)	(334.948)	-
Dona Francisca Energética (18.5)	32.234	7.901	-	-	-	(7.369)	-	32.766
Foz do Chopim Energética (18.5)	15.574	10.675	-	-	-	(12.282)	-	13.967
Outras	2.131	260	-	63	-	-	-	2.454
	361.618	61.956	(479)	63	-	(39.023)	(334.948)	49.187
Outros investimentos	17.626	-	570	-	-	-	(18.196)	-
	14.057.384	839.853	(63.347)	1.489.563	(1.121)	(2.003.296)	(353.144)	13.965.892

(a) Transferência para outros investimentos temporários em 24.11.2016

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017 Reapresentado	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amorti- zação	Dividendos e JSCP propostos	Outros (a)	Saldo em 31.12.2017
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)							
Dominó Holdings (18.4)	81.526	(568)	-	-	(5.144)	(75.814)	-
Voltaia São Miguel do Gostoso I	75.563	(565)	-	-	-	-	74.998
Voltaia 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
Matrinchá	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							
Dona Francisca Energética (18.5)	32.766	8.876	-	-	(11.821)	-	29.821
Foz do Chopim Energética (18.5)	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
Propriedades para investimento	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.

Consolidado	1º.01.2016	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Amortização	Dividendos e JSCP propostos	Outros	Saldo em
	Reapresentado							31.12.2016
Empreendimentos controlados em conjunto (18.3)								
Dominó Holdings (a)	242.652	37.492	(375)	-	-	(123.260)	(74.983)	81.526
Voltaia São Miguel do Gostoso I	72.249	4.345	-	-	-	(1.031)	-	75.563
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	11.507	-	-	-	(367)	-	-	11.140
Paraná Gás	106	(69)	-	-	-	-	-	37
Costa Oeste	32.631	7.372	-	-	-	(2.771)	-	37.232
Marumbi	75.914	16.188	-	3.520	-	(744)	-	94.878
Transmissora Sul Brasileira	67.563	1.806	-	-	-	-	-	69.369
Caiuá	51.271	8.143	-	-	-	643	-	60.057
Integração Maranhense	104.286	15.934	-	1.569	-	464	-	122.253
Matrinchã	697.912	41.910	-	67.345	-	(15.098)	-	792.069
Guaraciaba	298.794	11.194	-	90.564	-	(1.583)	-	398.969
Paranaíba	100.726	12.847	-	36.691	-	(3.051)	-	147.213
Mata de Santa Genebra	26.903	(2.578)	-	207.915	-	-	-	232.240
Cantareira	60.105	5.155	-	97.431	-	(836)	-	161.855
	1.842.619	159.739	(375)	505.035	(367)	(147.267)	(74.983)	2.284.401
Coligadas								
Sanepar (b)	311.679	43.120	(479)	-	-	(19.372)	(334.948)	-
Dona Francisca Energética (18.5)	32.234	7.901	-	-	-	(7.369)	-	32.766
Foz do Chopim Energética (18.5)	15.574	10.675	-	-	-	(12.282)	-	13.967
Outras	9.905	(55.024)	-	57.135	-	-	-	12.016
	369.392	6.672	(479)	57.135	-	(39.023)	(334.948)	58.749
Outros investimentos	20.473	-	570	-	-	-	(19.681)	1.362
	2.232.484	166.411	(284)	562.170	(367)	(186.290)	(429.612)	2.344.512

(a) O valor de (R\$ 74.983) refere-se a redução de capital social da investida.

(b) Transferência para outros investimentos temporários em 24.11.2016

18.2 Controladas com participação de não controladores

18.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Ee jr		UEG Araucária	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
						Reapresentado
ATIVO	632.910	526.477	675.450	708.688	507.060	529.251
Ativo circulante	151.966	135.292	77.216	76.231	99.101	162.814
Ativo não circulante	480.944	391.185	598.234	632.457	407.959	366.437
PASSIVO	632.910	526.477	675.450	708.688	507.060	529.251
Passivo circulante	147.743	180.133	164.574	142.222	38.386	62.253
Passivo não circulante	87.409	46.716	449.149	486.765	22.470	20.422
Patrimônio líquido	397.758	299.628	61.727	79.701	446.204	446.576
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	515.563	542.822	291.597	263.686	129.084	57.432
Custos e despesas operacionais	(309.213)	(534.817)	(93.230)	(96.321)	(121.883)	(259.324)
Resultado financeiro	(25.612)	(1.422)	(54.254)	(93.717)	5.302	18.499
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	(5.777)	(55.284)
Tributos	(66.785)	(1.632)	(47.893)	(24.525)	(7.098)	46.358
Lucro (prejuízo) do exercício	113.953	4.951	96.220	49.123	(372)	(192.319)
Outros resultados abrangentes	(251)	132	-	-	-	-
Resultado abrangente total	113.702	5.083	96.220	49.123	(372)	(192.319)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	83.661	32.714	143.911	104.136	(86.840)	65.203
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(14.268)	(25.975)	(1.461)	(1.465)	118.460	21.587
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(20.623)	(751)	(143.028)	(105.843)	-	(200.000)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	48.770	5.988	(578)	(3.172)	31.620	(113.210)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	35.309	29.321	38.483	41.655	19.644	132.854
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	84.079	35.309	37.905	38.483	51.264	19.644
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	48.770	5.988	(578)	(3.172)	31.620	(113.210)

18.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

Participa�o no capital social	Compagás: 49%	Eejeor: 30%	UEG Araucária: 20%	Consolidado
Em 1.01.2016 - Reapresentado	144.904	22.200	150.849	317.953
Lucro líquido (prejuízo) do exercício - reapresentado	2.425	14.736	(38.461)	(21.300)
Outros resultados abrangentes	65	-	-	65
Delibera�o do dividendo adicional proposto	-	-	(23.072)	(23.072)
Distribui�o de dividendos com lucros retidos	-	(9.342)	-	(9.342)
Dividendos propostos	(576)	(3.684)	-	(4.260)
Em 31.12.2016 - Reapresentado	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)
Delibera�o do dividendo adicional proposto	-	(11.053)	-	(11.053)
Dividendos	(7.631)	(23.205)	-	(30.836)
Em 31.12.2017	194.901	18.518	89.242	302.661

18.3 Saldos integrais dos grupos de ativo, passivo e resultado e participa o nos compromissos e passivos contingentes dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltaia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integra�o Maranhense	Matrinch�	Guaraciaba	Paranaiba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2017											
ATIVO	155.272	99.028	162.155	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Ativo circulante	2.141	7.791	10.314	56.604	22.895	44.594	297.331	139.920	233.065	107.568	6.046
Caixa e equivalentes de caixa	3	2.685	1.949	25.547	1.626	2.224	116.256	34.364	29.066	96.244	5.169
Outros ativos circulantes	2.138	5.106	8.365	31.057	21.269	42.370	181.075	105.556	203.999	11.324	877
Ativo não circulante	153.131	91.237	151.841	602.860	207.848	422.189	2.477.642	1.288.327	1.465.148	1.614.495	946.624
PASSIVO	155.272	99.028	162.155	659.464	230.743	466.783	2.774.973	1.428.247	1.698.213	1.722.063	952.670
Passivo circulante	2.214	3.817	6.386	220.845	23.608	71.563	140.515	71.818	124.764	12.630	9.706
Passivos financeiros	-	3.124	5.220	212.618	7.427	13.240	48.686	32.627	53.317	-	-
Outros passivos circulantes	2.214	693	1.166	8.227	16.181	58.323	91.829	39.191	71.447	12.630	9.706
Passivo não circulante	-	29.239	49.093	116.818	92.774	163.790	928.706	502.713	911.107	792.519	534.764
Passivos financeiros	-	24.751	38.651	106.174	64.081	103.755	712.198	388.806	638.779	703.897	439.192
Outros passivos não circulantes	-	4.488	10.442	10.644	28.693	60.035	216.508	113.907	272.328	88.622	95.572
Patrimônio líquido	153.058	65.972	106.676	321.801	114.361	231.430	1.705.752	853.716	662.342	916.914	408.200
DEMONSTRA�O DO RESULTADO											
Receita operacional líquida	-	11.837	19.498	53.374	(2.904)	(14.460)	403.891	208.444	320.302	588.123	392.766
Custos e despesas operacionais	(113)	(15.765)	(29.086)	(63.752)	(5.194)	(4.245)	(183.660)	(93.369)	(150.984)	(434.779)	(347.771)
Resultado financeiro	9	(1.841)	(3.140)	(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	-	737	807	12.330	5.908	9.709	(55.808)	(26.303)	(40.717)	(19.955)	(1.871)
Lucro (prejuízo) do exercício	(1.152)	(5.032)	(11.921)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	(1.152)	(5.032)	(11.921)	(25.042)	(8.207)	(18.066)	117.092	51.791	69.469	38.877	7.917
Participa�o no empreendimento - %	49,0	51,0	80,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	74.998	33.646	85.341	64.360	56.037	113.401	835.819	418.320	162.273	459.374	200.018

	Dominó (a)	Voltalia	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2016												
ATIVO	180.049	156.422	112.601	185.888	696.381	255.276	513.186	2.583.118	1.247.036	1.284.733	1.050.330	525.446
Ativo circulante	24.725	2.177	9.892	12.614	51.963	26.820	49.355	273.185	107.429	41.648	59.160	1.242
Caixa e equivalentes de caixa	5.340	41	4.323	3.324	23.295	1.435	115	118.196	16.284	3.051	47.792	157
Outros ativos circulantes	19.385	2.136	5.569	9.290	28.668	25.385	49.240	154.989	91.145	38.597	11.368	1.085
Ativo não circulante	155.324	154.245	102.709	173.274	644.418	228.456	463.831	2.309.933	1.139.607	1.243.085	991.170	524.204
PASSIVO	180.049	156.422	112.601	185.888	696.381	255.276	513.186	2.583.118	1.247.036	1.284.733	1.050.330	525.446
Passivo circulante	13.669	2.212	8.003	17.760	33.949	26.776	76.137	120.886	41.099	83.078	523.351	140.759
Passivos financeiros	-	-	3.110	5.190	25.153	7.387	13.188	52.625	9.928	45.939	489.017	65.697
Outros passivos circulantes	13.669	2.212	4.893	12.570	8.796	19.389	62.949	68.261	31.171	37.139	34.334	75.062
Passivo não circulante	-	-	31.594	49.531	315.589	105.934	187.554	845.764	391.712	600.784	63.427	54.373
Passivos financeiros	-	-	27.426	43.171	308.859	70.633	115.732	747.709	378.528	561.700	-	-
Outros passivos não circulantes	-	-	4.168	6.360	6.730	35.301	71.822	98.055	13.184	39.084	63.427	54.373
Patrimônio líquido	166.380	154.210	73.004	118.597	346.843	122.566	249.495	1.616.468	814.225	600.871	463.552	330.314
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO												
Receita operacional líquida	-	-	20.433	37.559	56.553	38.148	64.428	433.833	310.380	322.855	570.237	337.614
Custos e despesas operacionais	(969)	(122)	(3.341)	(11.906)	(12.042)	(4.008)	(2.851)	(237.779)	(204.412)	(185.789)	(497.852)	(321.966)
Resultado financeiro	(24.062)	5	(1.213)	(3.596)	(32.674)	(6.432)	(10.934)	(66.462)	(73.693)	(58.703)	(80.255)	225
Equivalência patrimonial	101.543	8.987	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	-	(1.426)	(1.822)	(2.810)	(11.355)	(18.125)	(44.061)	(9.429)	(25.924)	2.724	(5.354)
Lucro (prejuízo) do exercício	76.512	8.870	14.453	20.235	9.027	16.353	32.518	85.531	22.846	52.439	(5.146)	10.519
Outros resultados abrangentes	(9.669)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente total	66.843	8.870	14.453	20.235	9.027	16.353	32.518	85.531	22.846	52.439	(5.146)	10.519
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	51,0	80,0	20,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	81.526	75.563	37.232	94.878	69.369	60.057	122.253	792.069	398.969	147.213	232.240	161.855

(a) Saldos ajustados às práticas contábeis da Copel.

Em 31.12.2017, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 141.744 (R\$ 503.546 em 31.12.2016) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 38.218 (R\$ 834 em 31.12.2016).

18.4 Dominó Holdings.

Em Assembleia Geral Extraordinária, ocorrida em 13.03.2017, os acionistas deliberaram autorizar a redução do capital social da Dominó Holdings, sem o cancelamento de ações, mediante a entrega de todas as ações ordinárias de emissão da Sanepar, de propriedade da Dominó Holdings, na proporção de suas participações. Consequentemente, a Copel Energia passou a ser detentora direta de 7.956.306 ações ordinárias da Sanepar, avaliadas em R\$ 73.361, correspondentes ao seu valor justo determinado pelo modelo de fluxo de caixa descontado. A liquidação dessas ações ocorreu em 18.12.2017, conforme NE nº 16.1.

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

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
ATIVO	138.079	151.563	61.163	48.937
Ativo circulante	10.304	19.311	21.553	11.043
Ativo não circulante	127.775	132.252	39.610	37.894
PASSIVO	138.079	151.563	61.163	48.937
Passivo circulante	4.144	5.306	1.808	2.336
Passivo não circulante	4.443	3.982	22.776	7.553
Patrimônio líquido	129.492	142.275	36.579	39.048
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
Receita operacional líquida	70.716	70.208	40.441	40.762
Custos e despesas operacionais	(30.379)	(34.074)	(21.124)	(10.130)
Resultado financeiro	835	1.453	809	795
Provisão para IR e CSLL	(2.632)	(3.275)	(1.547)	(1.580)
Lucro líquido do exercício	38.540	34.312	18.579	29.847
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente total	38.540	34.312	18.579	29.847
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	29.821	32.766	13.084	13.967

Em 31.12.2017, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 58.194 (R\$ 55.565 em 31.12.2016).

19 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 no ativo financeiro e/ou no ativo intangível conforme o CPC 04, a ICPC 01 e a OCPC 05 (NE n^{os} 4.3.9 e 4.6).

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

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n^o 41.019/1957 e artigo 19 do Decreto n^o 2.003/1996, os quais regulamentam os serviços públicos de energia elétrica e sua produção por produtor independente, 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 n^o 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.

19.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.12.2017			31.12.2016		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.638.348	(4.071.621)	2.566.727	6.595.895	(3.912.383)	2.683.512
Máquinas e equipamentos	5.320.736	(2.654.801)	2.665.935	5.309.674	(2.645.702)	2.663.972
Edificações	1.500.144	(989.221)	510.923	1.498.841	(954.470)	544.371
Terrenos	277.665	(15.287)	262.378	277.112	(12.351)	264.761
Veículos e aeronaves	59.101	(48.759)	10.342	60.914	(45.243)	15.671
Móveis e utensílios	16.990	(11.476)	5.514	16.771	(10.989)	5.782
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(4.986)	-	(4.986)	(77.318)	-	(77.318)
(-) Obrigações especiais	(56)	18	(38)	(56)	10	(46)
	13.807.942	(7.791.147)	6.016.795	13.681.833	(7.581.128)	6.100.705
Em curso						
Custo	5.023.013	-	5.023.013	3.969.703	-	3.969.703
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(1.210.358)	-	(1.210.358)	(1.136.105)	-	(1.136.105)
	3.812.655	-	3.812.655	2.833.598	-	2.833.598
	17.620.597	(7.791.147)	9.829.450	16.515.431	(7.581.128)	8.934.303

19.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2017	Adições/ Reversão de estimativa de perdas	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 (19.9)	(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 (19.9)	(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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2016	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizações/ Transferências	Saldo em 31.12.2016
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.830.290	-	(142.986)	(555)	(3.237)	2.683.512
Máquinas e equipamentos	2.855.110	-	(185.254)	(11.143)	5.259	2.663.972
Edificações	581.554	-	(37.246)	(1.971)	2.034	544.371
Terrenos	267.623	-	(2.935)	(7)	80	264.761
Veículos e aeronaves	20.205	-	(4.861)	(142)	469	15.671
Móveis e utensílios	6.236	-	(835)	(4)	385	5.782
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(15.095)	(62.223)	-	-	-	(77.318)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	8	-	(40)	(46)
	6.545.909	(62.223)	(374.109)	(13.822)	4.950	6.100.705
Em curso						
Custo	2.851.078	1.301.856	-	(13.580)	(169.651)	3.969.703
(-) Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (19.9)	(704.305)	(431.800)	-	-	-	(1.136.105)
	2.146.773	870.056	-	(13.580)	(169.651)	2.833.598
	8.692.682	807.833	(374.109)	(27.402)	(164.701)	8.934.303

19.3 Efeitos no imobilizado do vencimento e da prorrogação das concessões de geração de energia elétrica e do regime de cotas

Desde 12.09.2012, com a edição da MP nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, as concessões de geração de energia hidrelétrica e termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 e 20 anos, respectivamente.

A prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica está vinculada à aceitação de determinadas condições estabelecidas pelo Poder Concedente, tais como: (i) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; (ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; (iii) submissão aos padrões de qualidade dos serviços fixados pela Aneel; e (iv) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

Com o vencimento das concessões da PCH Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão, os investimentos passíveis de indenização foram transferidos contabilmente para a conta "Contas a receber vinculadas à indenização da concessão", tendo em vista seu direito à indenização (NE nº 11).

Ainda em relação ao atual regramento, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência de até 60 meses da data final do contrato ou ato de outorga, para usinas de geração de energia hidrelétrica, e de 24 meses, para as termelétricas.

O atual arcabouço regulatório também define que, se a concessionária optar pela prorrogação da concessão, o Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, definindo, inclusive, a tarifa inicial.

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, considerando no julgamento da licitação, o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

Importante destacar que, tanto nos casos de prorrogação antecipada como de licitação ao termo da concessão, a Administração entende ter o direito contratual assegurado de receber a indenização dos bens vinculados ao serviço público das concessões, admitindo, para cálculo de recuperação, o valor novo de reposição - VNR, que considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação.

Em 25.01.2018, foi publicado o Decreto nº 9.271, que possibilita à União outorgar novo contrato de concessão por mais 30 anos à pessoa jurídica vencedora de leilão de privatização de concessionário de serviço público de geração de energia elétrica. Para tanto, o empreendimento deverá ter sido privatizado, pelo menos 60 meses antes do término da concessão. Além disso, o empreendimento terá seu regime de exploração econômica alterada para Produção Independente de Energia e ensejará o pagamento de um montante à guisa de Bonificação de Outorga.

19.4 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2017	31.12.2016
Geração		
Equipamento geral	6,33	6,31
Máquinas e equipamentos	3,59	2,29
Geradores	3,21	3,04
Reservatórios, barragens e adutoras	2,11	2,13
Turbina hidráulica	2,61	2,57
Turbinas a gás e a vapor	2,30	2,30
Resfriamento e tratamento de água	4,00	3,99
Condicionador de gás	4,00	3,66
Unidade de geração eólica	3,85	3,85
Administração central		
Edificações	3,33	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	6,36	6,90
Equipamentos terminais	12,09	13,41
Infraestrutura	7,45	7,43

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.

19.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o exercício de 2017 totalizaram R\$ 2.297, à taxa média de 0,09% a.a. (R\$ 7.142, à taxa média de 0,26% a.a., durante 2016).

19.6 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 23). Os montantes liberados até 31.12.2017 totalizam R\$ 975.108.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior, tais como incêndio no canteiro de obras, atos do poder público, que resultaram em dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, entre outros contratemos, 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 está prevista para entrar em operação em junho de 2018, enquanto a terceira e última, em novembro de 2018. 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 19.9.

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\$ 163,41 em 31.12.2017. 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 junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da Agência, sendo deferido, em abril de 2018, o pedido de antecipação de tutela com o efeito liminar para postergação do fornecimento da energia vendida.

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;
- de junho de 2016 a dezembro de 2018 - com redução parcial, em junho de 2016, 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 Déicits 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.

Em 31.12.2017, os gastos realizados na UHE Colíder apresentavam o saldo de R\$ 2.197.630.

19.7 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 (%)	31.12.2017	31.12.2016
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,0		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(147.086)	(117.625)
			712.831	742.292
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (19.7.1)	30,0		640.178	390.420
			640.178	390.420
			1.353.009	1.132.712

19.7.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado UHE Baixo Iguaçu, com potência instalada mínima de 350,20 MW e garantia física revisada para 171,3 MW. A usina está localizada 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.

O início da geração comercial das três unidades geradoras está atualmente previsto para ocorrer em meados do 4º trimestre de 2018. O cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da licença de instalação, conforme decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, que paralisou as obras a partir julho daquele mesmo ano. Em março de 2015, foi publicada decisão autorizando a retomada das obras. No entanto, o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio impôs condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental que impediam a retomada imediata da obra. O Cebi encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP todas as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, e após ajustes técnicos e contratuais necessários em função do longo tempo de paralisação, as obras foram retomadas em 1º.02.2016.

Em 23.08.2016, foi assinado o 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que teve por objetivo formalizar a redefinição do cronograma da obra, reconhecendo em favor do Cebi excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento correspondente a 756 dias, o qual foi considerado como extensão do prazo de concessão, que originariamente era até 19.08.2047 e passou a ser 14.09.2049. Em novembro de 2017, a Aneel reconheceu, através do Despacho nº 3.770, outros 46 dias como excludente de responsabilidade, devido ao atraso ocasionado por sistemáticas invasões do canteiro de obras, entre maio e outubro de 2016.

As obras civis e de montagem eletromecânica na casa de força possibilitaram a instalação/posicionamento de peças importantes do conjunto turbina-gerador, da primeira unidade geradora, em outubro e novembro de 2017. O desvio do rio, para possibilitar a última fase da sequência construtiva do empreendimento, está previsto para ser executado em maio de 2018.

19.8 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\$ 176,64 em 31.12.2017. A entrada em operação comercial desses parques está prevista para julho de 2018; 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, 58,1 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\$ 136,97/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 167,16 em 31.12.2017. A previsão inicial para entrada em operação comercial desses parques é janeiro de 2019.

Destaca-se, a seguir, os marcos relevantes da execução das obras desde janeiro de 2016 até dezembro de 2017. Em janeiro de 2016, foram obtidas as licenças ambientais e deu-se início à execução de vias de acesso, bases e plataforma de montagem do conjunto gerador. Em abril de 2016, iniciou-se a construção da Subestação Cutia, com potência instalada de três transformadores de 120 MVA e 26 circuitos de 34,0 kV, sendo dois circuitos para cada parque eólico. Em outubro de 2016, com o estágio avançado dos serviços civis em alguns parques, começaram a ser entregues os primeiros conjuntos geradores, bem como entrou em operação o Centro Produtivo de Torres, estrutura na qual estão sendo confeccionados elementos pré-moldados que constituirão as torres de sustentação dos aerogeradores. Em janeiro de 2017, iniciou-se o processo de montagem das torres dos aerogeradores.

Para esses empreendimentos consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo demonstrado na NE nº 19.9.

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

A partir de indicativos prévios de *impairment*, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) e da mensuração do valor em uso foram testadas 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 (antes e 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;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia; e
- A Companhia tratou como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos de geração.

Os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados em 31.12.2017 são os seguintes:

Consolidado	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
Empreendimentos				
UHE Colíder (a)	2.217.391	(1.859)	(683.021)	1.532.511
Complexo Eólico Cutia (a)	1.083.474	-	(224.510)	858.964
Complexo Eólico Bento Miguel (a)	217.121	-	(98.231)	118.890
Consórcio Tapajós (b)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná (a)	864.761	(59.743)	(195.118)	609.900
	4.397.211	(61.602)	(1.215.344)	3.120.265

(a) Em construção

(b) 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.01.2016	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2016	Impairment no ano	Saldo em 31.12.2017
Em serviço					
UEG Araucária (19.9.1)	-	(69.073)	(69.073)	69.073	-
Usinas no Paraná (19.9.2)	(15.095)	6.850	(8.245)	3.259	(4.986)
	(15.095)	(62.223)	(77.318)	72.332	(4.986)
Em curso					
UHE Colíder (19.9.3)	(642.551)	47.062	(595.489)	(87.532)	(683.021)
Complexo Eólico Cutia (19.9.4)	-	(232.827)	(232.827)	8.317	(224.510)
Complexo Eólico Bento Miguel (19.9.4)	-	(81.637)	(81.637)	(16.594)	(98.231)
Consórcio Tapajós	-	(14.464)	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná (19.9.2)	(61.754)	(149.934)	(211.688)	21.556	(190.132)
	(704.305)	(431.800)	(1.136.105)	(74.253)	(1.210.358)
	(719.400)	(494.023)	(1.213.423)	(1.921)	(1.215.344)

19.9.1 UEG Araucária

Em 2017, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da Companhia, taxa de desconto de 7,66% pós impostos (8,01% a.a. em 2016), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita. A reversão observada se justifica, principalmente, pela revisão da taxa de desconto e pelas revisões das projeções da Companhia quanto à expectativa de custo variável unitário (CVU) e de despacho anual.

19.9.2 Usinas no Paraná

Em 2017, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: (i) premissas e orçamentos da Companhia; (ii) para usinas em operação, taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 8,11% (8,63% a.a. em 2016); e (iii) para usinas em modernização e/ou construção, taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,35% a.a. (5,70% a.a. em 2016), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. A reversão observada deve-se, basicamente, à revisão na taxa de desconto utilizada.

19.9.3 UHE Colíder

Em 2017, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante de 5,35% a.a. (5,70% a.a. em 2016), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Essa provisão adicional foi reconhecida, principalmente, em função de novos atrasos na execução da obra, bem como, por acréscimo no capex previsto para a conclusão do empreendimento. A previsão atual considera entrada em operação da primeira turbina a partir de junho de 2018 (em 2016 considerava a partir de dezembro de 2017).

19.9.4 Complexos Eólico Cutia e Bento Miguel

Em 2017, o cálculo do valor em uso considerou: premissas e orçamentos da Companhia e taxa de desconto antes dos impostos em moeda constante de 7,11% (8,06% a.a. em 2016), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação daqueles empreendimentos. As movimentações observadas se justificam, principalmente, pela revisão da taxa de desconto e pelas revisões das projeções, notadamente quanto a premissa de energia disponível para venda no longo prazo.

No Complexo Eólico Cutia a reversão observada se justifica, principalmente, pela revisão da taxa de desconto e pelas revisões das projeções dos custos operacionais. O valor da reversão foi reduzido pela mudança na expectativa da entrada em operação, com início a partir de julho de 2018 (em 2016 considerava a partir de outubro de 2017).

Já no Complexo Bento Miguel, o aumento da provisão se deve, principalmente, ao aumento de capex estimado do projeto. O valor da provisão foi reduzido pela alteração na expectativa da entrada em operação, com início a partir de outubro de 2018 (em 2016 considerava a partir de janeiro de 2019).

19.9.5 Unidades geradoras de caixa que não apresentam provisão para *impairment*

A maioria das usinas que não sofreram *impairment* tem valor recuperável superior ao valor contábil do ativo imobilizado. A tabela a seguir apresenta a porcentagem em que o valor recuperável - VR excede o valor contábil - VC dos ativos fixos, calculados da seguinte forma: $(VR / VC - 1)$. Além disso, a Companhia realizou análise de sensibilidade aumentando a taxa de desconto em 5% e 10% para avaliação do risco de *impairment* para cada usina. A partir desta análise o único empreendimento que apresenta risco de *impairment* é o Complexo Eólico de Voltalia, conforme demonstrado a seguir:

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VRVC-1	VRVC-1 (5% Variação)	VRVC-1 (10% Variação)	Risco de Impairment
Complexo EOL São Bento	7,11%	55,28%	50,63%	46,22%	-
Complexo EOL Brisa I	7,11%	37,47%	33,37%	29,47%	-
Complexo EOL Brisa II	7,11%	8,26%	4,32%	0,60%	-
Complexo EOL Voltalia (a)	7,11%	0,95%	-1,99%	-4,80%	10.772
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	8,11%	422,35%	416,91%	411,56%	-
Segredo	8,11%	229,15%	222,11%	215,32%	-
Caxias	8,11%	192,16%	185,52%	179,11%	-
Guaricana	8,11%	63,71%	61,10%	58,55%	-
Chaminé	8,11%	87,54%	84,92%	82,36%	-
Chopim I	8,11%	149,27%	142,63%	136,28%	-
São Jorge	8,11%	55,49%	53,29%	51,13%	-
Melissa	8,11%	122,19%	116,80%	111,63%	-
Desvio do Rio Jordão	8,11%	229,15%	222,11%	215,32%	-
Palmas	8,11%	72,85%	67,51%	62,44%	-
Elejor	8,11%	172,07%	165,68%	159,59%	-

(a) Valor de *impairment* associado à todo o complexo. A baixa da perda por desvalorização da Copel corresponde somente ao valor do direito de autorização na aquisição, de R\$ 10.772 (saldo em 31.12.2017).

20 Intangível

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Contrato de concessão de distribuição (20.1)	5.750.873	5.513.381
Contratos de concessão/autorização de geração (20.2)	619.221	663.712
Contrato de concessão de distribuição de gás (20.3)	43.888	238.509
Outros intangíveis (20.4)	38.842	44.210
	6.452.824	6.459.812

20.1 Contrato de concessão de distribuição

Consolidado	em serviço	em curso	Obrigações especiais		Total
			em serviço	em curso	
Em 1º.01.2016	7.230.163	773.107	(2.830.995)	(40.763)	5.131.512
Aquisições	-	892.693	-	-	892.693
Participação financeira do consumidor	-	-	-	(122.809)	(122.809)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	-	3.430	-	-	3.430
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(2.230)	(56.740)	-	-	(58.970)
Capitalizações para intangível em serviço	743.351	(743.351)	(135.104)	135.104	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(395.255)	-	121.075	-	(274.180)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11.270)	-	-	-	(11.270)
Quotas de amortização apropriadas no custo das obras	(292)	292	-	-	-
Baixas	(27.309)	(19.716)	-	-	(47.025)
Em 31.12.2016	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

(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 conformidade com a ICPC 01 (R1) - Contabilidade de concessões, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão foi registrada no ativo intangível, composta pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais).

As Obrigações Especiais representam os recursos relativos à participação financeira do consumidor, às dotações orçamentárias da União, às verbas federais, estaduais e municipais e aos créditos especiais destinados aos investimentos aplicados nos empreendimentos vinculados à concessão.

A amortização das Obrigações Especiais é calculada utilizando a taxa média da amortização dos bens que compõem a infraestrutura, sendo que o saldo de obrigações especiais que consta no intangível será totalmente amortizado durante o prazo da concessão.

As obrigações especiais não são passivos onerosos e não são créditos do acionista.

20.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2016	242.298	5.557	416.272	664.127
Outorga Aneel - uso do bem público	-	742	-	742
Repactuação do risco hidrológico - GSF	26.872	-	-	26.872
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(14.890)	-	(13.139)	(28.029)
Em 31.12.2016	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

(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.

20.3 Contrato de concessão de distribuição de gás

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2016	187.608	119.100	306.708
Aquisições	-	25.847	25.847
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão	-	(68.737)	(68.737)
Capitalizações para intangível em serviço	35.934	(35.934)	-
Quotas de amortização - concessão (a)	(25.251)	-	(25.251)
Baixas	(20)	(38)	(58)
Em 31.12.2016	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

(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.

20.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
	Em 1º.01.2016	22.853	19.876
Aquisições	-	10.187	10.187
Transferências do imobilizado	25	341	366
Transferências de investimentos	-	122	122
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão	150	-	150
Capitalizações para intangível em serviço	11.690	(11.690)	-
Quotas de amortização (a)	(8.936)	-	(8.936)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(57)	-	(57)
Baixas	-	(351)	(351)
Em 31.12.2016	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

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

20.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no intangível durante o exercício de 2017 totalizaram R\$ 4.497, à taxa média de 0,25% a.a. (R\$ 7.608, à taxa média de 0,41% a.a. durante 2016).

21 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Obrigações sociais				
Impostos e contribuições sociais	1.778	1.485	49.748	50.016
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	768	826	32.686	35.570
	2.546	2.311	82.434	85.586
Obrigações trabalhistas				
Folha de pagamento, líquida	157	35	1.796	835
Férias	2.511	2.577	106.450	111.021
Participação nos lucros e/ou resultados	586	650	68.817	64.814
Desligamentos voluntários	877	-	38.642	25.532
Outros	300	-	15.828	9
	4.431	3.262	231.533	202.211
	6.977	5.573	313.967	287.797

22 Fornecedores

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Energia elétrica	986.689	673.442
Materiais e serviços	521.969	399.576
Gás para revenda	101.026	132.985
Encargos de uso da rede elétrica	117.362	86.347
	1.727.046	1.292.350
	Circulante	1.255.639
	Não circulante	36.711

23 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		
								31.12.2017	31.12.2016	
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	52.768	53.498	
(1) Discount Bond	Copel	20.05.1998	1	11.04.2024	1,1875% + 0,20%	Semestral	12.082	36.502	37.007	
Total moeda estrangeira								89.270	90.505	
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	122.713	
(3) 21/02248-8	Copel DIS	22.06.2011	2	16.05.2018	109,0% do DI	Semestral	150.000	75.601	152.314	
(4) CCB 21/11062X	Copel DIS	26.08.2013	3	27.07.2018	106,0% do DI	Semestral	151.000	51.932	151.359	
(5) CCB 330.600.773	Copel DIS	11.07.2014	3	11.07.2019	111,8% do DI	Semestral	116.667	80.699	124.170	
(6) CFX 17/35959-7	Copel DIS	16.05.2017	2	06.05.2019	12,0%	Trimestral	75.000	75.291	-	
(7) CCB 21/00851-5	Copel DIS	30.06.2017	2	13.06.2019	11,0%	Trimestral	38.889	38.241	-	
(8) CCB 17/35960-0	Copel DIS	27.07.2017	2	17.07.2019	11,0%	Trimestral	50.333	51.073	-	
(9) CFX 17/35958-9	Copel DIS	15.08.2017	2	05.08.2019	11,0%	Trimestral	58.333	58.636	-	
(10) NCI 330.600.132	Copel	28.02.2007	3	28.02.2019	107,8% do DI	Semestral	231.000	157.707	241.312	
(11) NCI 330.600.151	Copel	31.07.2007	3	31.07.2017	111,0% do DI	Semestral	18.000	-	6.366	
(12) CCB 306.401.381	Copel	21.07.2017	3	21.07.2020	120,00% do DI	Semestral	640.005	660.949	677.177	
(13) NCI 306.401.445	Copel	24.02.2017	2	15.02.2020	124,5% do DI	Semestral	77.000	78.186	-	
								1.388.364	1.475.411	
Eletrobras										
(14) 980/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2018	8,0%	Trimestral	11	3	5	
(14) 981/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2019	8,0%	Trimestral	1.169	115	180	
(14) 982/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.02.2020	8,0%	Trimestral	1.283	48	71	
(14) 983/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	11	77	103	
(14) 984/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.11.2020	8,0%	Trimestral	14	33	44	
(14) 985/95	Copel DIS	22.12.1994	80	15.08.2021	8,0%	Trimestral	61	23	29	
(15) 142/06	Copel DIS	11.05.2006	120	30.09.2018	5,0% + 1,0%	Mensal	74.340	2.730	6.369	
(15) 206/07	Copel DIS	03.03.2008	120	30.08.2020	5,0% + 1,0%	Mensal	109.642	23.746	32.648	
(15) 273/09	Copel DIS	18.02.2010	120	30.12.2022	5,0% + 1,0%	Mensal	63.944	8.222	9.866	
								34.997	49.315	
Caixa Econômica Federal										
(15) 415.855-22/14	Copel DIS	31.03.2015	120	08.12.2026	6,0%	Mensal	2.844	5.087	5.631	
(16) 3153-352	Copel DIS	01.11.2016	36	15.01.2022	5,5 % acima da TJLP	Trimestral	489	498	-	
								5.585	5.631	
Finep										
(17) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	4%	Mensal	35.095	8.855	11.983	
(17) 21120105-00	Copel TEL	17.07.2012	81	15.10.2020	3,5% + TR	Mensal	17.103	7.482	10.043	
								16.337	22.026	
BNDES										
(18) 820989.1	Copel GeT	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	Mensal	169.500	118.370	128.722	
(19) 1120952.1-A	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	Mensal	42.433	26.078	28.895	
(20) 1120952.1-B	Copel GeT	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	Mensal	2.290	1.407	1.559	
(21) 1220768.1	Copel GeT	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	Mensal	73.122	55.357	59.493	
(22) 13211061	Copel GeT	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	Mensal	1.041.155	871.022	923.982	
(23) 13210331	Copel GeT	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	Mensal	17.644	13.878	15.017	
(24) 15206041	Copel GeT	28.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	Mensal	34.265	25.899	27.666	
(25) 15205921	Copel GeT	28.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	Mensal	21.584	15.734	16.860	
(26) 14205611-A	Copel DIS	15.12.2014	72	15.01.2021	2,09% acima da TJLP	Mensal	41.583	21.266	27.893	
(26) 14205611-B	Copel DIS	15.12.2014	6	15.02.2021	2,09 acima da TR BNDES	Anual	17.821	15.384	18.735	
(27) 14205611-C	Copel DIS	15.12.2014	113	15.06.2024	6,0%	Mensal	78.921	50.949	58.787	
(28) 14205611-D	Copel DIS	15.12.2014	57	15.02.2021	TJLP	Mensal	750	29	38	
(29) 14212711	Santa Maria	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	59.462	51.578	54.734	
(29) 14212721	Santa Helena	01.06.2015	192	15.08.2031	1,66% acima da TJLP	Mensal	64.520	55.932	59.355	
(30) 11211521	GE Farol	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	54.100	48.742	52.053	
(30) 11211531	GE Boa Vista	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	40.050	36.034	38.482	
(30) 11211541	GE S.B. do Norte	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	90.900	81.723	87.275	
(30) 11211551	GE Olho D'Água	19.03.2012	192	15.06.2030	2,34% acima da TJLP	Mensal	97.000	87.278	93.229	
								1.576.660	1.692.775	
(31) Notas Promissórias	Copel GeT	29.12.2015	1	18.12.2017	117% do DI	Parcela única	500.000	-	581.909	
(32) Notas Promissórias	Copel GeT	12.05.2017	1	12.05.2019	117% do DI	Parcela única	500.000	529.919	-	
								529.919	581.909	
Banco do Brasil Repasse BNDES										
(33) 21/02000-0	Copel GeT	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	Mensal	169.500	118.373	128.721	
								118.373	128.721	
Total moeda nacional								3.670.235	3.955.788	
								3.759.505	4.046.293	
								Circulante	784.666	1.470.742
								Não circulante	2.974.839	2.575.551

Destinação

- (1) Reestruturação da dívida da Controladora referente aos financiamentos sob amparo da Lei nº 4.131/1962.
- (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11) (12) (13) Capital de giro.
- (14) Programa Nacional de Irrigação - Proni.
- (15) Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.
- (16) Operação para aquisição de máquinas e/ou equipamentos e também bens de informática e automação.
- (17) Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (*Ultra Wide Band* - UWB).
- (18) (33) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul.
- (19) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (20) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (21) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (22) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (23) Implantação da Subestação Cerquillo III em 230/138kV.
- (24) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.
- (25) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (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) Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.
- (31) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015, referente UHE GPS.
- (32) Pagamento da primeira parcela de debêntures da Copel 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) (13) (20) Cessão de créditos.
- (14) (15) 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.
- (16) Cessão fiduciária de duplicatas.
- (17) Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.
- (18) (21) (33) 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.
- (19) (20) 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.
- (22) 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.
- (23) 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.
- (24) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (25) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (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) (32) Aval da Copel.

23.1 Cauções e depósitos vinculados - STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 44.548 (R\$ 42.988 em 31.12.2016), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 31.117 (R\$ 30.086 em 31.12.2016), 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.

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

Consolidado		31.12.2017	%	31.12.2016	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	(1,32)	89.270	2,37	90.505	2,24
		89.270	2,37	90.505	2,24
Moeda nacional - indexadores acumulados no período (%)					
CDI	6,89	1.695.042	45,09	2.057.320	50,84
TJLP	7,00	1.629.198	43,34	1.743.974	43,10
TR	0,00	22.866	0,61	28.778	0,71
Sem indexador	-	323.129	8,59	125.716	3,11
		3.670.235	97,63	3.955.788	97,76
		3.759.505	100,00	4.046.293	100,00

23.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2017	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2019	-	326.234	326.234	-	1.219.313	1.219.313
2020	-	249.301	249.301	-	407.504	407.504
2021	-	-	-	-	141.144	141.144
2022	-	-	-	-	136.801	136.801
2023	-	-	-	-	135.156	135.156
Após 2023	88.485	-	88.485	88.485	846.436	934.921
	88.485	575.535	664.020	88.485	2.886.354	2.974.839

23.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2016	104.434	926.766	1.031.200
Encargos	3.909	135.777	139.686
Variação monetária e cambial	(13.878)	-	(13.878)
Amortização - principal	-	(6.000)	(6.000)
Pagamento - encargos	(3.960)	(131.688)	(135.648)
Em 31.12.2016	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

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2016	104.434	3.972.626	4.077.060
Ingressos	-	93.806	93.806
Encargos	3.909	448.161	452.070
Variação monetária e cambial	(13.878)	26.336	12.458
Amortização - principal	-	(226.973)	(226.973)
Pagamento - encargos	(3.960)	(358.168)	(362.128)
Em 31.12.2016	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

23.5 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 promover alteração da participação acionária da Companhia no capital social das controladas que represente alteração de controle, sem a prévia anuência. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar vencimento antecipado das dívidas e/ou multas.

Em 31.12.2017, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

Empresa	Instrumento Contratual	Indicador Financeiros	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
	Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Dívida líquida consolidada / Ebitda consolidado	≤ 3,5
	3ª Emissão de Notas promissórias	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,5
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 5,0
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		

Financiamento a empreendimentos - Finem

24 Debêntures

Emissão	Empresa	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato	Consolidado		
				inicial	final			31.12.2017	31.12.2016	
(1)	5ª	Copel	13.05.2014	3	13.05.2017	13.05.2019	111,5% da taxa DI	1.000.000	672.537	1.017.099
(2)	6ª	Copel	29.06.2017	1	-	28.06.2019	117,0% da taxa DI	520.000	542.944	-
(3)	1ª	Copel GeT	15.05.2015	3	15.05.2018	15.05.2020	113,0% da taxa DI	1.000.000	1.059.822	1.094.731
(4)	2ª	Copel GeT	13.07.2016	2	13.07.2018	13.07.2019	121,0% da taxa DI	1.000.000	1.037.570	1.060.613
(5)	3ª	Copel GeT	20.10.2017	3	20.10.2020	20.10.2022	126,0% da taxa DI	1.000.000	999.442	-
(6)	1ª	Copel DIS	30.10.2012	2	30.10.2016	30.10.2017	DI + Spread 0,99% a.a.	1.000.000	-	511.525
(7)	2ª	Copel DIS	27.10.2016	2	27.10.2018	27.10.2019	124,0% da taxa DI	500.000	502.179	504.699
(8)	3ª	Copel DIS	20.10.2017	2	20.10.2021	20.10.2022	126,0% da taxa DI	500.000	501.810	-
(9)	1ª	Copel TEL	15.10.2015	5	15.10.2020	15.10.2024	IPCA + 7,9633% a.a.	160.000	184.506	174.184
(10)	2ª	Copel TEL	15.07.2017	1	-	15.07.2022	IPCA + 5,4329	220.000	215.675	-
(11)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	TJLP + 2,02% a.a.	147.575	135.662	143.407
(12)	2ª	(a)	24.03.2016	192	15.08.2016	15.07.2032	IPCA + 9,87% a.a.	153.258	145.786	151.781
(13)	2ª	Elejor	26.09.2013	60	26.10.2013	26.09.2018	DI + Spread 1,00% a.a.	203.000	30.370	70.984
(14)	1ª	Compagás	15.06.2013	40	15.09.2015	15.12.2018	TJLP + 1,7% a.a.+1,0% a.a.	62.626	19.214	38.018
(15)	2ª	Compagás	15.04.2016	57	15.07.2017	15.12.2021	TJLP/Selic + 2,17% a.a.	33.620	23.461	23.768
								6.070.978	4.790.809	
								Circulante	1.632.062	1.131.198
								Não circulante	4.438.916	3.659.611

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

Características

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (13) 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.
- (11) Debêntures simples, 1ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
- (12) Debêntures simples, 2ª série, não conversíveis em ações, emissão privada.
- (14) (15) 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.
- (3) Juros anuais - maio.
- (4) Juros anuais - julho.
- (5) (6) (8) (9) Juros semestrais - abril e outubro.
- (7) Juros anuais - outubro.
- (10) Juros semestrais - janeiro e julho.
- (11) (12) (13) Juros mensais.
- (14) (15) Juros trimestrais - março, junho, setembro e dezembro.

Destinação

- (1) (2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.
- (9) (10) Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.
- (11) (12) Implantação de centrais eólicas e sistemas de transmissão associados.
- (13) Liquidação total do contrato de mútuo com a Copel.
- (14) (15) Financiar plano de investimentos da emissora.

Garantias

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

Interveniente garantidora

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

Agente fiduciário

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

24.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2017	Controladora	Consolidado
2019	876.140	1.973.438
2020	-	695.598
2021	-	618.483
2022	-	867.060
2023	-	69.247
Após 2023	-	215.090
	876.140	4.438.916

24.2 Mutações das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2016	1.016.087	3.683.928
Ingressos	-	1.822.965
Encargos	153.413	617.126
Amortização - principal	-	(785.239)
Pagamento - encargos	(152.401)	(547.971)
Em 31.12.2016	1.017.099	4.790.809
Ingressos	520.000	2.242.521
Encargos e variação monetária	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

24.3 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 promover alteração da 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 31.12.2017 a controlada Ventos de Santo Uriel não atendeu ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. No entanto, em 29.12.2017, a Companhia recebeu carta do BNDES, com referência AE/DEENE2 nº 93/2017, dispensando do cumprimento da obrigação de atender ao ICSD para o ano de 2017.

Exceto pelo exposto anteriormente, em 31.12.2017, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

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

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

25 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários de 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 coincida com o encerramento do exercício.

Os ativos do plano 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, que se somam 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 esses planos.

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

25.1 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 IAS 19 R e à IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração das patrocinadoras.

25.2 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.

25.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Planos previdenciários	12	7	1.069	1.252
Planos assistenciais	4.040	3.698	865.034	768.613
	4.052	3.705	866.103	769.865
Circulante	57	188	53.225	47.894
Não circulante	3.995	3.517	812.878	721.971

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Empregados				
Planos previdenciários	606	1.618	78.680	75.407
Plano assistencial - pós-emprego	519	2.739	97.511	129.647
Plano assistencial - funcionários ativos	341	721	81.617	75.578
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	-	-	(21.901)	(22.268)
	1.466	5.078	235.907	258.364
Administradores				
Planos previdenciários	392	518	1.500	1.175
Plano assistencial	85	93	190	228
	477	611	1.690	1.403
	1.943	5.689	237.597	259.767

25.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2016	7.816	594.660
Apropriação do cálculo atuarial	2.739	130.707
Contribuições previdenciárias e assistenciais	1.689	142.735
Ajuste referente a (ganhos) perdas atuariais	(6.460)	88.906
Amortizações	(2.079)	(187.143)
Em 31.12.2016	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

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

25.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2017 e 2016, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2017		2016	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	4,50%	-	5,15%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Plano Unificado	5,11%	9,84%	5,91%	11,37%
Plano III	5,24%	9,97%	5,89%	11,34%
Plano Assistencial	5,20%	9,94%	5,89%	11,35%
Crescimento salarial Plano Unificado a.a.	2,00%	6,59%	2,00%	7,25%
Crescimento salarial Plano III a.a.	1,50%	6,07%	2,00%	7,25%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		A. VINDAS

25.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Número de participantes ativos	37	39	8.540	8.663	8.172	8.456
Número de participantes inativos	4.435	4.463	3.509	3.363	7.703	7.546
Número de dependentes	-	-	-	-	23.081	23.745
Total	4.472	4.502	12.049	12.026	38.956	39.747

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2017		
Participantes aposentados	14,92	23,01
Participantes pensionistas	16,37	27,99
Em 31.12.2016		
Participantes aposentados	15,62	23,75
Participantes pensionistas	16,59	28,89

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é de 64,4 anos.

25.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2017 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 481.678 e de R\$ 86.487, enquanto em 31.12.2016, a posição era, respectivamente, de R\$ 527.723 e de R\$ 228.396. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2017, que reflita qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2017	31.12.2016
Obrigações total ou parcialmente cobertas	5.352.894	1.734.568	1.035.957	8.123.419	7.450.113
Valor justo dos ativos do plano	(5.834.572)	(1.821.055)	(170.923)	(7.826.550)	(7.437.619)
Estado de cobertura do plano	(481.678)	(86.487)	865.034	296.869	12.494
Ativo não reconhecido	481.678	86.487	-	568.165	756.119
	-	-	865.034	865.034	768.613

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais por meio de relatório atuarial, data base 31.12.2017, quando efetuaram os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 46.506, correspondente a um acréscimo apurado naquela data base.

25.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2016	4.174.885	1.170.528	756.282
Custo de serviço	203	10.174	44.942
Custo dos juros	601.259	170.531	108.465
Benefícios pagos	(381.274)	(109.146)	(88.259)
(Ganhos) / perdas atuariais	556.005	323.034	112.484
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2016	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

25.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2016	4.487.550	1.162.969	162.630
Retorno esperado dos ativos	637.541	169.429	23.749
Contribuições e aportes	25.724	10.174	-
Benefícios pagos	(381.274)	(109.146)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	709.261	560.090	(21.078)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2016	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

25.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2018 para cada plano estão demonstrados a seguir:

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	2018
Custo do serviço corrente	589	9.644	11.633	21.866
Custo estimado dos juros	533.202	196.009	102.916	832.127
Rendimento esperado do ativo do plano	(531.448)	(205.782)	(16.579)	(753.809)
Contribuições estimadas dos empregados	(248)	(9.644)		(9.892)
Custos (receitas)	2.095	(9.773)	97.970	90.292

25.5.8 Análise de sensibilidade

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

	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(444.891)	450.899
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(178.133)	181.222
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	72.077	(67.341)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	793	(741)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(49)	50
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(1.961)	1.995

25.5.9 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
2018	395.584	128.975	41.454	566.013
2019	379.182	181.726	46.407	607.315
2020	362.032	184.824	45.972	592.828
2021	345.456	186.267	45.301	577.024
2022	329.172	186.851	44.509	560.532
2023 a 2057	3.271.908	2.945.247	590.068	6.807.223

25.5.10 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 2017 e a alocação-meta para 2018, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	Meta para 2018	2017
Renda fixa	87,5%	89,3%
Renda variável	6,2%	6,5%
Empréstimos	1,1%	1,3%
Imóveis	1,5%	1,7%
Investimentos estruturados	3,7%	1,2%
	100,0%	100,0%

Abaixo são apresentados os limites estipulados pela administração do Fundo:

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	91,5%	77,0%	81,0%	59,0%
Renda variável	3,0%	1,0%	11,0%	7,0%
Empréstimos	0,5%	0,0%	2,0%	1,0%
Imóveis	2,0%	1,0%	1,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	5,0%	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 31.12.2017 e 2016, os valores dos ativos do plano previdenciário incluíam os seguintes títulos mobiliários emitidos pela Copel:

Consolidado	Planos Previdenciários			
	Plano Unificado		Plano III	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Ações	-	66	-	186
	-	66	-	186

25.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2017 e 31.12.2016 nos valores de R\$ 80.727 e R\$ 75.679, respectivamente.

26 Encargos do Consumidor a Recolher

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	121.912	136.450
Bandeira tarifária	22.427	-
Reserva global de reversão - RGR	5.686	5.262
	150.025	141.712

(a) Resoluções Homologatórias Aneel nºs 2.202/2017, 2.204/2017 e 2.231/2017.

27 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

Conforme a Lei nº 9.991/2000, 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, conforme Resoluções Normativas Aneel nºs 504/2012 e 556/2013, e atualizadas pelo Submódulo 5.6 - Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE aprovado pela RN Aneel nº 737/2016.

27.1 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 31.12.2017	Saldo em 31.12.2016
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	-	5.232	-	5.232	4.603
MME	-	2.616	-	2.616	2.302
P&D	103.617	-	212.504	316.121	294.088
	103.617	7.848	212.504	323.969	300.993
Programa de eficiência energética - PEE					
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - Procel	-	6.041	-	6.041	4.932
PEE	22.854	-	179.611	202.465	177.964
	22.854	6.041	179.611	208.506	182.896
	126.471	13.889	392.115	532.475	483.889
			Circulante	282.766	231.513
			Não circulante	249.709	252.376

27.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2016	5.762	2.882	252.828	-	137.521	398.993
Constituições	25.535	12.768	25.534	4.804	31.398	100.039
Contrato de desempenho	-	-	-	-	1.907	1.907
Juros Selic (NE nº 34)	-	-	25.861	128	15.792	41.781
Recolhimentos	(26.694)	(13.348)	-	-	-	(40.042)
Conclusões	-	-	(10.135)	-	(8.654)	(18.789)
Em 31.12.2016	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 nº 34)	-	-	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

28 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	Correção		
							31.12.2017	31.12.2016	
(1) UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	16.384	16.235	
(2) UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	23.188	22.783	
(3) UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	6.977	6.299	
(4) PCH Cavernoso	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	27	66	
(5) UHE Apucarantina	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	185	460	
(6) UHE Chaminé	Copel GeT	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	320	795	
(7) UHE Derivação Rio Jordão	Copel GeT	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	313	532	
(8) UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	507.560	518.372	
							554.954	565.542	
							Circulante	62.624	66.210
							Não circulante	492.330	499.332

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

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

Consolidado	Valor nominal	Valor presente
2018	62.779	62.624
2019	62.246	56.079
2020	62.199	50.597
2021	62.199	45.689
Após 2021	1.024.162	339.965
	1.273.585	554.954

28.2 Muta o de contas a pagar vinculadas   concessão

Em 1^o.01.2016	535.665
Adi�o	575.569
Ajuste a valor presente	(483)
Vari�o monetária	103.384
Pagamentos	(648.593)
Em 31.12.2016	565.542
Adi�o	678
Ajuste a valor presente	1.432
Vari�o monetária	53.173
Pagamentos	(65.871)
Em 31.12.2017	554.954

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Consumidores	33.380	32.283
Taxa de ilumina�o pública arrecadada	24.101	27.565
Provisão Despacho Aneel n ^o 084/2017	22.132	20.542
Compens�o financeira pela utiliza�o de recursos hídricos	21.467	28.880
Aquisi�o de investimentos	12.307	9.595
Cau�es em garantia	8.837	8.067
Devolu�o ao consumidor	5.481	10.894
Acordo Ivai Engenharia (a)	-	122.068
Outras obriga�es	66.549	35.422
	194.254	295.316
	Circulante	121.405
	Não circulante	72.849
		264.791
		30.525

(a) O acordo abrange as discussões sobre equilíbrio econômico - financeiro de contrato e extingue o processo judicial.

30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administra o, com base na avalia o de seus assessores legais, constitui provisões para as a es cujas perdas são consideradas prováveis, quando os critérios de reconhecimento de provisão descritos na NE n^o 4.8 são atendidos.

A Administra o da Companhia acredita ser impraticável fornecer informa es a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às a es pelas quais a Companhia e suas controladas respondem na data da elabora o das demonstra es financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiro, sendo que a resolu o final depende das conclusões dos processos judiciais. Por esse motivo, essa informa o não   fornecida.

Controladora	Saldo em 1º.01.2017	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2017
		Adições	Reversões		
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

Controladora	Saldo em 1º.01.2016	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2016
		Adições	Reversões		
Fiscais					
Cofins (a)	258.715	28.563	(193.386)	-	93.892
Outras (b)	12.015	12.985	(98)	(1.567)	23.335
	270.730	41.548	(193.484)	(1.567)	117.227
Trabalhistas (c)	29	24	(35)	-	18
Cíveis (e)	5.652	20.768	-	(5.842)	20.578
Regulatórias (j)	14.109	1.012	-	-	15.121
	290.520	63.352	(193.519)	(7.409)	152.944

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

a) Contribuição para o financiamento da seguridade social - Cofins

Autor: Receita Federal

Exigência de Cofins e respectivos juros e multa, 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. A principal ação está descrita a seguir:

Réu: Receita Federal do Brasil

Pelo processo nº 5037809-14.2015.4.04.7000, a Copel GeT requereu parcelamento do saldo a pagar de IRPJ e CSLL relativo ao período de apuração de 2014. A Receita Federal do Brasil consolidou o valor com aplicação de multa no patamar máximo. Foi ajuizado Mandado de Segurança contra essa decisão, pois a Receita Federal do Brasil não observou o limite previsto na legislação.

Situação atual: aguardando julgamento de Recurso Especial. Em 31.12.2016, o valor de R\$ 24.230 está sendo apresentado em Outras Obrigações Fiscais (NE nº 13.3).

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 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.

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.

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 115.559

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 ao Superior Tribunal de Justiça.

Autor: Indenização a terceiros

Valor estimado: R\$ 92.663

Ação para indenização sobre supostos prejuízos causados à autora pelas obras e pela implantação de empreendimento hidrelétrico. Julgamento em primeira instância pela improcedência da ação e em fase de recurso pela procedência do pedido da autora, devendo o valor dos danos ser apurado posteriormente.

Situação atual: em fase de liquidação de sentença.

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 matrículas, entre outras).

Decorrem também da intervenção no usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante, seja no 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.

h) Consumidores

Ações pleiteando ressarcimento de danos causados em aparelhos eletrodomésticos, 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. Por serem considerados passivos, esses valores são registrados como “obrigações” no passivo circulante e não circulante e a contrapartida, no ativo imobilizado (custo da construção).

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\$ 49.397

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

Situação atual: aguardando julgamento.

30.2 Passivo contingente

30.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Fiscais (a)	513.803	484.539	858.082	752.625
Trabalhistas (b)	420	146	360.322	423.495
Benefícios a empregados (c)	-	-	20.262	23.631
Cíveis (d)	458.708	10.302	1.091.122	594.220
Regulatórias (e)	-	-	793.720	765.906
	972.931	494.987	3.123.508	2.559.877

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

a) Fiscais

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

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 325.750

Exigências fiscais contra a Copel relativas à execução fiscal de contribuição previdenciária (autos nº 5003583-56.2010.404.7000), sendo mister ressaltar que o processo já foi julgado favoravelmente à Companhia nas duas instâncias, aguardando julgamento do STJ.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS

Valor estimado: R\$ 27.845

Exigências fiscais contra a Copel relativas à contribuição previdenciária sobre a cessão de mão de obra (NFLD nº 35.273.876-6). Processo aguarda julgamento no CARF desde 2010. A atribuição de grau de risco possível decorre da existência de diversos argumentos jurídicos de defesa, especialmente (a) ausência de prestação de serviços ou cessão de mão de obra e (b) desnecessidade de retenção da contribuição no caso de prestadoras de serviço optantes pelo Simples.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Secretaria de Estado da Fazenda

Valor estimado: R\$ 69.528

O Estado do Paraná lavrou o auto de infração nº 6.587.156-4 em face da Copel DIS, 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 Copel DIS 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.

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 e acidentes com veículos.

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

As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 156.398

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\$ 54.114

Propositura de duas ações individuais em razão de contratos administrativos de franquia de Agência/loja Copel, 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.

e) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judiciais notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Aneel

Valor estimado: R\$ 18.922

A Copel DIS ajuizou ação judicial em face da decisão exarada pelo Diretor Geral da Aneel, através do despacho nº 3.959, de 08.12.2015, que determinou a aplicação de penalidade à Copel DIS, a título de parcela de ineficiência por subcontratação, em razão da sobrecontratação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição - Musd, junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, obtendo liminar para suspender a exigibilidade da referida penalidade.

Situação atual: aguardando julgamento.

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.

O risco de perda da ação está classificado como possível, considerando o montante de R\$ 729.609 em 31.12.2017. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.

Situação atual: aguardando julgamento.

31 Patrimônio Líquido

31.1 Capital social

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

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

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

As ações preferenciais classe “B” têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a 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	18.691.826	12,89	76.763	23,36	68.879.476	53,69	87.648.065	32,03
NYSE	1.144.316	0,79	-	-	31.957.198	24,91	33.101.514	12,10
Latibex	-	-	-	-	128.231	0,10	128.231	0,05
Prefeituras	178.393	0,12	9.326	2,84	3.471	-	191.190	0,07
Outros	158.398	0,10	242.538	73,80	45.286	0,04	446.222	0,16
	145.031.080	100,00	328.627	100,00	128.295.668	100,00	273.655.375	100,00

31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

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

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

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2016	1.177.372	1.177.372
Ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras (a)	(2)	(2)
Investimentos em participações societárias	3.614	3.614
Tributos sobre os ajustes	(1.229)	(1.229)
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	6.460	(88.906)
Tributos sobre os ajustes	(2.196)	30.174
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	(63.913)	(852)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
Custo atribuído do imobilizado	-	(154.102)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	52.395
Custo atribuído do imobilizado - equivalência (a)	(101.707)	-
Ganhos atuariais	(19.933)	(19.933)
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(65)
Em 31.12.2016	998.466	998.466
Ativos financeiros disponíveis para venda		
Aplicações financeiras (a)	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 (a)	9.554	-
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	18	(46.506)
Tributos sobre os ajustes	(7)	16.827
Benefícios pós-emprego - equivalência (a)	(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 (a)	(71.650)	-
Ganhos com investimentos em participações societárias (NE nº 16.1)	(14.174)	(28.650)
Tributos sobre a realização dos ajustes	4.819	9.741
Ganhos com investimentos em participações societárias - equivalência (a)	(9.554)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	123
Em 31.12.2017	895.601	895.601

(a) Equivalência patrimonial na controladora, líquida de tributos.

31.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

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

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

31.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2017	31.12.2016
(1) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
Lucro líquido do exercício (a)	1.033.626	958.650
Reserva legal (5%)	(51.681)	(47.933)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	71.650	101.707
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	1.053.595	1.012.424
	263.399	253.106
(2) Distribuição total proposta (3+5)	289.401	282.947
(3) Juros sobre o capital próprio, brutos	266.000	282.947
Imposto de renda retido na fonte	(26.002)	(29.841)
(4) Juros sobre o capital próprio, líquidos	239.998	253.106
(5) Dividendos propostos	23.401	-
(6) Distribuição total proposta, líquida (4+5)	263.399	253.106
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	1,00801	0,98539
Ações preferenciais classe "A"	2,89050	2,89050
Ações preferenciais classe "B"	1,10883	1,08410
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
Ações ordinárias	146.193	142.912
Ações preferenciais classe "A"	950	949
Ações preferenciais classe "B"	142.258	139.086

(a) A reserva legal, os dividendos propostos e outros impactos societários registrados no Patrimônio líquido nas demonstrações financeiras para o exercício findo em 31.12.2016 foram efetuados, originalmente, com base no lucro divulgado naquelas demonstrações financeiras e não sofreram alterações devido à reapresentação citada na NE nº 4.1 pois as informações disponíveis à época indicavam que os impactos societários seriam aqueles aprovados pelos órgãos competentes.

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.

31.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Numerador básico e diluído		
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:		
Ações ordinárias	523.206	453.427
Ações preferenciais classe "A"	1.304	1.197
Ações preferenciais classe "B"	509.116	441.148
	1.033.626	895.772
Denominador básico e diluído		
Média ponderada das ações (em milhares):		
Ações ordinárias	145.031.080	145.031.080
Ações preferenciais classe "A"	328.627	348.531
Ações preferenciais classe "B"	128.295.668	128.275.764
	273.655.375	273.655.375
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	3,60754	3,12641
Ações preferenciais classe "A"	3,96830	3,43906
Ações preferenciais classe "B"	3,96830	3,43906

32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	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 10.2)	82.160	-	-	-	-	82.160
Regime de cotas	53.835	(11.583)	-	-	-	42.252
Disponibilidade da rede elétrica	6.442.761	(588.291)	(1.488.323)	(748.206)	-	3.617.941
Residencial	2.025.400	(189.915)	(572.269)	(252.690)	-	1.010.526
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 (a)	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 (32.1)	109.230	(17.664)	-	-	-	91.566
Renda da prestação de serviços	30.247	(4.891)	-	-	(2.575)	22.781
Serviço taxado	15.981	(2.584)	-	-	-	13.397
Outras receitas	15.898	(2.571)	-	-	-	13.327
	21.574.289	(1.788.714)	(3.734.940)	(2.020.674)	(5.388)	14.024.573

CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado

(a) Do total de receita bruta de juros efetivos, R\$ 361.156 referem-se à remuneração dos ativos RBSE (NE nº 10.4).

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (32.2)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2016
Fornecimento de energia elétrica	9.606.133	(884.681)	(2.426.940)	(1.063.007)	-	5.231.505
Residencial	2.841.218	(298.659)	(790.401)	(380.973)	-	1.371.185
Industrial	3.029.411	(273.901)	(674.630)	(284.922)	-	1.795.958
Comercial, serviços e outras atividades	2.130.228	(194.630)	(622.946)	(247.449)	-	1.065.203
Rural	815.079	(48.216)	(120.854)	(61.557)	-	584.452
Poder público	236.550	(21.881)	(48.148)	(27.986)	-	138.535
Iluminação pública	229.182	(21.199)	(66.481)	(26.962)	-	114.540
Serviço público	324.465	(26.195)	(103.480)	(33.155)	-	161.635
Suprimento de energia elétrica	2.963.349	(239.531)	-	(47.746)	-	2.676.072
Contratos bilaterais	1.366.552	(134.439)	-	(23.361)	-	1.208.752
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	753.392	(23.116)	-	(12.879)	-	717.397
CCEAR (leilão)	673.154	(66.223)	-	(11.508)	-	595.423
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.2)	96.783	-	-	-	-	96.783
Regime de cotas	73.468	(15.753)	-	-	-	57.715
Disponibilidade da rede elétrica	6.974.829	(575.166)	(1.511.601)	(911.479)	-	3.976.583
Residencial	2.060.305	(192.823)	(584.025)	(306.096)	-	977.361
Industrial	1.246.575	(112.443)	(391.804)	(177.993)	-	564.335
Comercial, serviços e outras atividades	1.409.771	(131.352)	(402.233)	(208.471)	-	667.715
Rural	339.438	(31.752)	(15.451)	(51.196)	-	241.039
Poder público	168.823	(15.800)	(33.369)	(25.224)	-	94.430
Iluminação pública	167.255	(15.653)	(48.489)	(24.839)	-	78.274
Serviço público	125.928	(11.786)	(36.230)	(18.703)	-	59.209
Consumidores livres	398.024	(37.251)	-	(60.242)	-	300.531
Rede básica, de fronteira e de conexão	1.494	(140)	-	(226)	-	1.128
Receita de operação e manutenção - O&M	151.984	(5.456)	-	(8.026)	-	138.502
Receita de juros efetivos (a)	905.232	(20.710)	-	(30.461)	-	854.061
Receita de construção	1.279.642	-	-	-	-	1.279.642
Valor justo do ativo indenizável da concessão	132.741	-	-	-	-	132.741
Telecomunicações	357.361	(13.872)	(79.582)	-	(2.326)	261.581
Distribuição de gás canalizado	647.579	(62.037)	(113.657)	-	-	471.885
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(1.079.662)	-	-	-	-	(1.079.662)
Outras receitas operacionais	179.820	(26.072)	-	-	(2.342)	151.406
Arrendamentos e aluguéis (32.1)	103.793	(15.049)	-	-	-	88.744
Renda da prestação de serviços	32.575	(4.723)	-	-	(2.342)	25.510
Serviço taxado	10.148	(1.471)	-	-	-	8.677
Outras receitas	33.304	(4.829)	-	-	-	28.475
	21.061.792	(1.801.359)	(4.131.780)	(2.022.232)	(4.668)	13.101.753

(a) Do total de receita bruta de juros efetivos, R\$ 809.639 referem-se à remuneração dos ativos RBSE (NE nº 10.4).

32.1 Arrendamentos e aluguéis

32.1.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Equipamentos e estruturas	106.790	103.490
Compartilhamento de instalações	2.159	248
Imóveis	281	55
	109.230	103.793

32.1.2 Recebíveis de arrendamentos não canceláveis

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2017
Compartilhamento de instalações	1.079	5.396	13.622	20.097

32.2 Encargos do consumidor

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Conta de desenvolvimento energético - CDE Energia (32.2.1)	718.154	790.117
Conta de desenvolvimento energético - CDE Uso (32.2.1)	708.555	876.361
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	420.027	203.671
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	117.390	100.039
Quota para reserva global de reversão - RGR	46.825	42.887
Taxa de fiscalização	9.723	9.157
	2.020.674	2.022.232

32.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: (i) universalização do serviço de energia elétrica; (ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; (iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; (iv) amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; (v) competitividade da energia produzida a partir de fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; (vi) competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e outras fontes renováveis; (vii) subvenção para descontos tarifários às distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos nas tarifas de uso dos sistema de energia elétrica; (viii) custeio administrativo para administração da CDE, CCC e RGR pela CCEE; e (ix) compensação às cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias pelo impacto tarifário decorrente da redução da densidade de carga em relação à concessionária supridora.

As cotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo - IPCA. A partir da Lei 12.783/2013, a sistemática foi alterada e as cotas passaram a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE. O encargo CDE incorpora:

i) cota anual da CDE-Uso - essa cota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.783/2013.

A Resolução Homologatória Aneel nº 2202/2017 definiu a cota da CDE-Uso, no valor mensal de R\$ 53.329 a partir da competência de janeiro de 2017. Porém, a partir da competência de fevereiro do mesmo ano, o valor mensal da quota foi alterado para R\$ 61.159, pela Resolução Aneel nº 2.204/2017;

ii) cota anual CDE - Energia (Conta ACR) - destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222/2014, e nos termos na Resolução Normativa Aneel nº 612/2014.

A Conta ACR 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.

A Resolução Homologatória nº 1.863/2015 definiu o valor da cota de CDE relativa à Conta ACR em R\$ 46.638, a partir da competência de junho de 2015. A partir da competência de junho de 2016, por meio da Resolução Homologatória nº 2.004/2015, o valor da cota foi atualizado para R\$ 49.362. Em abril de 2017, o valor da cota foi reduzido para R\$ 37.907, valor que se manterá até março de 2018 e, a partir de abril de 2018 até março de 2020, o valor previsto da cota será de R\$ 49.362, conforme homologado pela Resolução nº 2.231/2017. Essas parcelas são atualizadas anualmente, de acordo com as condições contratadas pela CCEE para cada um dos financiamentos realizados junto às instituições financeiras participantes; e

iii) cota anual 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 termoelétricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos nºs 7.895/2013 e 8.203/2014.

Para o período entre junho de 2016 e maio de 2017, o valor mensal da cota CDE-Energia foi estabelecido em R\$ 18.947, de acordo com a Resolução Aneel nº 2.077/2016. A partir da competência de junho de 2017, o valor mensal da cota foi alterado para R\$ 20.138, conforme Resolução Homologatória nº 2.204/2017.

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 nos Processos Judiciais nºs 24648-39.2015.4.01.3400 e 0069262-32.2015.4.01.3400/16ª Vara Federal.

Em contrapartida, pela decisão liminar em favor da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - Abradee, é assegurado às distribuidoras associadas o direito do não repasse, deduzindo da parcela da CDE-Uso e CDE-Energia os valores não arrecadados em razão dos efeitos das decisões liminares. Tal dedução, que alcança todas as liminares, foi aprovada pela Aneel pelo Despacho nº 1.576/2016.

Adicionalmente, em cumprimento à decisão liminar concedida nos autos do Processo Judicial nº 0028882-30.2016.4.01.3400 da 2ª Vara Federal, a Aneel, através do Despacho nº 2.634/2016, homologou, relativamente ao processo tarifário de 2016, novas tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD para os associados da Abrace, com vigência a partir de 29.06.2016, e enquanto perdurarem os efeitos da antecipação de tutela. Além dos associados da Abrace e Anace, outras empresas também obtiveram decisões liminares favoráveis, com publicação de novas tarifas.

Com a publicação da Resolução Homologatória nº 2.255, de 20.06.2017, art. 14, foram homologadas as componentes tarifárias em R\$/MWh da Tarifa de Energia - TE que deverão ser aplicadas em cumprimento às decisões liminares que permanecem para o processo tarifário de 2017. Conforme consta na tabela 11 da referida Resolução, continuarão sendo beneficiados pelas tarifas diferenciadas os clientes enquadrados nas liminares nºs 0069262-32.2015.4.01.3400, da Anace, e 0028996-66.2016.4.01.3400, do Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC, que, atualmente, totalizam apenas seis unidades consumidoras.

Dessa forma, a Copel DIS vem procedendo à dedução do pagamento da cota da CDE dos valores não faturados decorrentes dessas liminares, não impactando o resultado da distribuidora. As diferenças entre a cobertura tarifária para esse encargo e a cota efetivamente paga, desde o início da vigência das liminares até a competência de dezembro de 2017, representa o montante de R\$ 111.912 para a CDE-Uso, e R\$ 14.105 para a CDE-Energia.

32.3 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 2017, a Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.255, de 20.06.2017, que autorizou a aplicação do reajuste médio de 5,85% a ser percebido pelos consumidores, o qual é composto da seguinte forma: -0,73% relativos à inclusão dos componentes financeiros; 1,07% decorrentes da atualização da Parcela B; 2,78% relativos à atualização da Parcela A; e 2,73% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

O reajuste foi aplicado integralmente às tarifas da Copel DIS a partir de 24.06.2017.

33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2017
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.165.450)	-	-	-	(6.165.450)
Encargos de uso da rede elétrica	(712.030)	-	-	-	(712.030)
Pessoal e administradores (33.2)	(984.011)	(20.435)	(338.898)	-	(1.343.344)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(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 (33.3)	(386.435)	(18.826)	(116.254)	-	(521.515)
Depreciação e amortização	(686.007)	(16)	(32.070)	(13.506)	(731.599)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	122.782	(90.478)	-	(397.843)	(365.539)
Custo de construção (33.5)	(1.003.881)	-	-	-	(1.003.881)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(196.942)	(35.903)	(128.138)	(52.967)	(413.950)
	(10.665.890)	(169.050)	(685.675)	(464.316)	(11.984.931)

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2016
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(4.685.604)	-	-	-	(4.685.604)
Encargos de uso da rede elétrica	(866.243)	-	-	-	(866.243)
Pessoal e administradores (33.2)	(976.027)	(17.314)	(311.077)	-	(1.304.418)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(192.880)	(2.616)	(64.271)	-	(259.767)
Material	(71.747)	(851)	(8.865)	-	(81.463)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(33.352)	-	-	-	(33.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	(325.413)	-	-	-	(325.413)
Serviços de terceiros (33.3)	(369.442)	(53.659)	(127.392)	-	(550.493)
Depreciação e amortização	(664.470)	(31)	(30.290)	(13.505)	(708.296)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	(567.112)	(184.610)	-	(16.974)	(768.696)
Custo de construção (33.5)	(1.280.745)	-	-	-	(1.280.745)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(201.080)	8.633	(199.250)	(23.159)	(414.856)
	(10.234.115)	(250.448)	(741.145)	(53.638)	(11.279.346)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2017
Pessoal e administradores (33.2)	(18.455)	-	(18.455)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(1.943)	-	(1.943)
Material	(631)	-	(631)
Serviços de terceiros	(14.265)	-	(14.265)
Depreciação e amortização	(82)	(1.121)	(1.203)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	(93.756)	(93.756)
Outras receitas (despesas) operacionais	(24.225)	26.089	1.864
	(59.601)	(68.788)	(128.389)

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2016
Pessoal e administradores (33.2)	(30.861)	-	(30.861)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 25.3)	(5.689)	-	(5.689)
Material	(647)	-	(647)
Serviços de terceiros	(24.331)	-	(24.331)
Depreciação e amortização	(49)	(1.121)	(1.170)
Perdas estimadas, provisões e reversões (33.4)	-	166.334	166.334
Outras receitas (despesas) operacionais	(46.184)	66.438	20.254
	(107.761)	231.651	123.890

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
	Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	2.693.976
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.766.091	535.656
Itaipu Binacional	1.117.957	1.089.804
Contratos bilaterais	766.803	20.006
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	217.646	242.910
Micro e mini geradores e recompra de clientes	3.892	561
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(400.915)	(423.233)
	6.165.450	4.685.604

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Pessoal				
Remunerações	5.913	15.648	806.119	801.789
Encargos sociais	2.038	5.223	266.183	257.519
Auxílio alimentação e educação	1.131	1.169	119.881	109.999
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	586	650	68.817	64.814
Provisão p/ indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	2.890	-	53.468	44.276
	12.558	22.690	1.314.468	1.278.397
Administradores				
Honorários	4.640	6.479	22.895	20.639
Encargos sociais	1.168	1.658	5.635	5.136
Outros gastos	89	34	346	246
	5.897	8.171	28.876	26.021
	18.455	30.861	1.343.344	1.304.418

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

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
	Manutenção do sistema elétrico	135.265
Manutenção de instalações	95.176	90.451
Comunicação, processamento e transmissão de dados	94.230	61.317
Leitura e entrega de faturas	49.647	49.462
Atendimento a consumidor	29.789	21.000
Consultoria e auditoria	21.589	41.396
Outros serviços	95.819	126.147
	521.515	550.493

33.4 Perdas estimadas, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Provisão (reversão) para litígios	93.756	(166.334)	386.373	(21.408)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos (<i>Impairment</i>)				
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão (NE nº 11.1)	-	-	(1.117)	75
Créditos nas operações de venda e aquisição de gás (NE nº 12.2)	-	-	(123.586)	87.479
Imobilizado (NE nº 19.9)	-	-	1.921	494.023
PECLD (Clientes e Outros créditos)	-	-	90.589	179.908
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	11.470	23.917
Perdas estimadas (reversão) em consórcios	-	-	(111)	4.702
	93.756	(166.334)	365.539	768.696

33.5 Custo de construção

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Serviços de terceiros	437.788	495.309
Material	387.278	588.414
Pessoal	143.266	135.272
Outros	35.549	61.750
	1.003.881	1.280.745

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	110.971	183.014
Tributos	87.759	29.443
Perdas na desativação e alienação de bens	58.569	43.496
Indenizações	45.712	89.531
Arrendamentos e aluguéis (33.6.1)	32.037	35.453
Propaganda e publicidade	27.768	37.451
Resultado da alteração de método de avaliação de investimento	-	(52.107)
Resultado da alienação de investimento (NE nº 16.1)	(28.650)	-
Outros custos e despesas, líquidos	79.784	48.575
	413.950	414.856

33.6.1 Arrendamentos e aluguéis

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
Imóveis	29.749	29.911
Outros	3.588	6.919
(-) Créditos de PIS e Cofins	(1.300)	(1.377)
	32.037	35.453

33.6.2 Compromissos de arrendamentos e aluguéis não canceláveis

Consolidado				Total 31.12.2017
	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	
Arrendamento dos terrenos dos parques eólicos	4.600	29.323	183.141	217.064

34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Receitas financeiras				
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	-	191.554	221.673
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	141.923	194.153	141.923	194.153
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	15.156	2.838	95.221	182.750
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	20.493	27.734
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	17.777	39.283
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	10.813	1.116
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	8	21	19.302	13.497
Outras receitas financeiras	24.225	124.044	202.227	223.730
	181.312	321.056	699.310	903.936
(-) Despesas financeiras				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	227.543	289.192	993.970	1.072.875
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	-	-	65.418	90.480
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	51.211	5.235	51.211	5.235
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	44.978	39.358	45.196	40.607
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 27.2)	-	-	34.345	41.781
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	29.622	13.947
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	12.264	20.597
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos financeiros	-	-	5.372	4.300
Outras despesas financeiras	4.123	328	210.352	208.770
	327.855	334.113	1.447.750	1.498.592
Líquido	(146.543)	(13.057)	(748.440)	(594.656)

35 Segmentos Operacionais

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

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

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

Nos exercícios de 2017 e de 2016, 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 2017.

A Companhia avalia o desempenho de cada segmento, com base em informações derivadas dos registros contábeis.

As políticas contábeis dos segmentos operacionais são as mesmas descritas na NE nº 4.

35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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

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

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

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

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

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

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

35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO 31.12.2017	Energia elétrica		TEL	GÁS	COM (a)	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET	DIS						
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

(a) A partir de 2017, a comercialização de energia elétrica passou a ser um segmento reportável.

ATIVO	Energia elétrica		TEL	GÁS	HOL	Operações intersegmento	Consolidado
	GET	DIS					
31.12.2016 - Reapresentado							
ATIVO TOTAL	15.433.988	10.085.455	856.510	526.477	3.351.656	(373.483)	29.880.603
ATIVO CIRCULANTE	1.122.399	2.588.602	89.471	135.292	941.761	(640.284)	4.237.241
ATIVO NÃO CIRCULANTE	14.311.589	7.496.853	767.039	391.185	2.409.895	266.801	25.643.362
Realizável a Longo Prazo	3.680.669	1.982.110	79.853	152.676	2.145.759	(136.332)	7.904.735
Investimentos	2.125.701	1.362	-	-	217.449	-	2.344.512
Imobilizado	8.223.951	-	667.443	-	42.909	-	8.934.303
Intangível	281.268	5.513.381	19.743	238.509	3.778	403.133	6.459.812

35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	COM (a)	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 estimadas, 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

(a) A partir de 2017, a comercialização de energia elétrica passou a ser um segmento reportável.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica			TEL	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	GET		DIS					
	GER	TRA						
31.12.2016 - Reapresentado								
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.927.680	1.491.547	8.344.765	325.115	542.822	6.238	(536.414)	13.101.753
Receita operacional líquida com terceiros	2.618.869	1.406.335	8.313.141	258.794	498.376	6.238	-	13.101.753
Receita operacional líquida entre segmentos	308.811	85.212	31.624	66.321	44.446	-	(536.414)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.032.767)	(605.202)	(8.502.377)	(241.848)	(534.817)	101.251	536.414	(11.279.346)
Energia elétrica comprada para revenda	(92.050)	-	(4.893.230)	-	-	(9.119)	308.795	(4.685.604)
Encargos de uso da rede elétrica	(322.849)	-	(642.753)	-	-	-	99.359	(866.243)
Pessoal e administradores	(208.887)	(116.966)	(804.974)	(101.397)	(32.765)	(39.429)	-	(1.304.418)
Planos previdenciário e assistencial	(43.251)	(24.171)	(163.329)	(18.827)	(3.596)	(6.593)	-	(259.767)
Material	(12.768)	(5.017)	(59.178)	(2.044)	(1.768)	(688)	-	(81.463)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(77.797)	-	-	-	-	-	44.445	(33.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(325.413)	-	-	(325.413)
Serviços de terceiros	(157.602)	(24.030)	(348.479)	(46.552)	(20.082)	(26.755)	73.007	(550.493)
Depreciação e amortização	(369.352)	(3.697)	(274.180)	(34.645)	(25.251)	(1.171)	-	(708.296)
Provisão (reversão) para litígios	(1.086)	(9.234)	(128.899)	(4.653)	(1.036)	166.316	-	21.408
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	(494.098)	-	-	-	(87.479)	-	-	(581.577)
Outras perdas estimadas, provisões e reversões	(30.700)	(975)	(171.045)	(2.598)	(3.209)	-	-	(208.527)
Custo de construção	-	(406.345)	(849.275)	-	(25.125)	-	-	(1.280.745)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(222.327)	(14.767)	(167.035)	(31.132)	(9.093)	18.690	10.808	(414.856)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(55.284)	117.970	-	-	-	103.725	-	166.411
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	894.913	1.004.315	(157.612)	83.267	8.005	211.214	-	2.044.102
Receitas financeiras	130.077	21.339	396.880	13.489	13.551	331.646	(3.046)	903.936
Despesas financeiras	(617.341)	(108.538)	(401.863)	(23.100)	(14.973)	(335.823)	3.046	(1.498.592)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	407.649	917.116	(162.595)	73.656	6.583	207.037	-	1.449.446
Imposto de renda e contribuição social	(205.027)	(220.512)	(17.851)	(15.324)	(1.632)	(59.344)	-	(519.690)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	202.622	696.604	(180.446)	58.332	4.951	147.693	-	929.756

35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

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

(a) A partir de 2017, a comercialização de energia elétrica passou a ser um segmento reportável.

31.12.2016	Energia elétrica		TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS				
Imobilizado						
Adições	619.964	-	187.313	-	556	807.833
Intangível						
Adições	3.207	892.693	6.447	25.847	533	928.727

36 Instrumentos Financeiros

36.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

Consolidado	NE nº	Nível	31.12.2017		31.12.2016 - Reapresentado	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	1.040.075	1.040.075	982.073	982.073
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	-	-	3.385	3.385
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	7.172	7.172	125.294	125.294
			1.047.247	1.047.247	1.110.752	1.110.752
Empréstimos e recebíveis						
Cauções e depósitos vinculados (a)		1	59.372	59.372	1.294	1.294
Clientes (a)	7	1	2.994.322	2.994.322	2.488.141	2.488.141
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (d)	8	2	1.516.362	1.620.212	1.522.735	1.610.269
Ativos financeiros setoriais (a)	9	1	343.218	343.218	-	-
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	10	1	3.219.437	3.219.437	2.612.418	2.612.418
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	10	2	606.479	694.463	586.706	673.545
Estado do Paraná - Programas do Governo (a)	15.1	1	130.417	130.417	155.141	155.141
Mútuo - partes relacionadas (a)	15.5	1	38.169	38.169	28.968	28.968
Caução STN (c)	23.1	2	75.665	57.188	73.074	47.166
			8.983.441	9.156.798	7.468.477	7.616.942
Disponíveis para venda						
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	687	687	1.567	1.567
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	211.804	211.804	201.499	201.499
Contas a receber vinculadas à concessão (g)	10	3	684.206	684.206	614.806	614.806
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (h)	11	3	68.859	68.859	67.401	67.401
Outros investimentos temporários (i)	16	1	8.958	8.958	408.297	408.297
Outros investimentos temporários (i)	16	2	9.769	9.769	-	-
			984.283	984.283	1.293.570	1.293.570
Total dos ativos financeiros			11.014.971	11.188.328	9.872.799	10.021.264
Passivos Financeiros						
Outros passivos financeiros						
Passivos financeiros setoriais (a)	9	1	283.519	283.519	278.992	278.992
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (c)	13.3	2	148.845	142.702	198.527	183.573
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (c)	13.3	2	533.671	431.036	-	-
Fornecedores (a)	22	1	1.727.046	1.727.046	1.292.350	1.292.350
Empréstimos e financiamentos (c)	23	2	3.759.505	3.569.856	4.046.293	3.677.926
Debêntures (j)	24	1	6.070.978	6.070.978	4.790.809	4.790.809
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	28	3	554.954	645.904	565.542	640.839
Total dos passivos financeiros			13.078.518	12.871.041	11.172.513	10.864.489

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.

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) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 126,0% do CDI, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- d) 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 4,47% a.a. mais IPCA.
- e) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.9.
- f) 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%).
- g) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.9. A mutação ocorrida no exercício 2017 está demonstrada na NE nº 10.1.
- h) Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.3.10.
- i) 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.
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 29.12.2017, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,11% a.a., compatível com a taxa estimada pela Companhia para projetos de longo prazo.

36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

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

36.2.1 Risco de crédito

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

Consolidado	31.12.2016	
Exposição ao risco de crédito	31.12.2017	Reapresentado
Caixa e equivalentes de caixa (a)	1.040.075	982.073
Títulos e valores mobiliários (a)	219.663	331.745
Cauções e depósitos vinculados (a)	135.037	74.368
Clientes (b)	2.994.322	2.488.141
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.516.362	1.522.735
Ativos financeiros setoriais (d)	343.218	-
Contas a receber vinculadas à concessão (e)	3.903.643	3.227.224
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	606.479	586.706
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (g)	68.859	67.401
Estado do Paraná - Programas do Governo (h)	130.417	155.141
Mútuo - partes relacionadas	38.169	28.968
Outros investimentos temporários (i)	18.727	408.297
	11.014.971	9.872.799

- 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.
- c)** A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos oriundos de dividendos.
- d)** A Administração considera bastante 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 bastante reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa durante a concessão a ser pago pelos usuários delegados pelo Poder Concedente, relativamente aos investimentos efetuados em infraestrutura e que não forem recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, especificamente a atividade de transmissão, tendo em vista que a RAP é receita garantida, portanto sem risco de demanda.

Para os investimentos efetuados em infraestrutura que não forem recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, os contratos firmados asseguram o direito de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente.

Para o valor relativo aos ativos RBSE existentes em 31.05.2000, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 589/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR. Tendo em vista que em 20.04.2016, por meio da Portaria MME nº 120, o Poder Concedente definiu a forma e o prazo de recebimento desse ativo regulamentado pela Resolução Normativa Aneel nº 762/2017, a Administração considera como reduzido o risco de crédito, mesmo observadas as liminares que reduziram provisoriamente a RAP a ser recebida, no tocante ao custo de capital próprio apurado dos ativos RBSE de janeiro de 2013 a junho de 2017, conforme descrito na NE nº 10.4.

- f)** A Administração considera bastante 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 garantida 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. Apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- h)** A Administração considera bastante reduzido o risco desse crédito, por se tratar de programas específicos junto ao Governo do Estado, a destacar o Programa Luz Fraterna (NE nº 37.a).
- i)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

36.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

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

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

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2021, repetem-se os indicadores de 2020 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	Passivo Total
31.12.2017							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	67.457	150.634	775.871	2.429.424	1.340.528	4.763.914
Debêntures	NE nº 24	16.985	22.149	1.923.880	5.160.164	453.807	7.576.985
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.429	10.859	49.777	293.984	1.455.541	1.815.590
Fornecedores	-	1.305.653	174.478	143.558	103.357	-	1.727.046
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.535	11.141	51.261	89.860	-	157.797
Pert	Selic	3.693	7.445	34.469	214.111	509.027	768.745
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	16.159	32.583	151.095	100.805	-	300.642
		1.420.911	409.289	3.129.911	8.391.705	3.758.903	17.110.719
31.12.2016							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 23	90.265	164.214	1.588.764	1.873.952	1.556.703	5.273.898
Debêntures	NE nº 24	8.725	19.929	1.545.694	4.147.064	583.869	6.305.281
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	5.494	10.988	50.331	300.343	1.850.518	2.217.674
Fornecedores	-	1.106.430	21.619	124.060	40.239	2	1.292.350
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Selic	5.133	10.392	48.578	161.534	-	225.637
Passivos Financeiros Setoriais	Selic	13.071	26.537	125.315	144.590	-	309.513
		1.229.118	253.679	3.482.742	6.667.722	3.991.092	15.624.353

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Em 31.12.2017, a Copel apresentou um capital circulante líquido negativo de R\$ 59.385 no balanço da Controladora (R\$ 371.351 em 31.12.2016) e R\$ 408.080 no balanço consolidado (R\$ 1.418.795 em 31.12.2016). 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, conforme descrito na NE nº 36.3.

Conforme divulgado nas NEs nºs 23.5 e 24.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

36.2.3 Risco de mercado

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

aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

a) Risco cambial - dólar norte-americano

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

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

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

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A 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 31.12.2017 e, para o cenário provável, considerou-se os saldos com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 3,30) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 02.02.2018. 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 31.12.2017	Cenários projetados - dez.2018		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	75.665	(183)	(19.053)	(37.924)
		75.665	(183)	(19.053)	(37.924)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(89.270)	216	(22.048)	(44.311)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(215.761)	522	(53.288)	(107.098)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(27.001)	65	(6.669)	(13.403)
		(332.032)	803	(82.005)	(164.812)

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. Com base na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2017, 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 31.12.2017 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 6,75%, IPCA - 3,94%, IGP-DI - 4,50%, IGP-M - 4,56% e TJLP - 6,75%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2018 do Relatório Focus do Bacen de 02.02.2018, exceto a TJLP, que considera a taxa fixada pelo Conselho Monetário Nacional para o 1º trimestre de 2018.

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.2018		
		31.12.2017	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	219.663	14.827	11.115	7.424
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	59.372	4.008	3.005	2.006
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.516.362	68.236	51.177	34.118
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	343.218	23.167	17.375	11.584
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	4.510.122	169.981	127.486	84.991
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	68.859	-	-	-
Estado do Paraná - Programas do Governo	Sem Risco	130.417	-	-	-
Mútuo - partes relacionadas	Sem Risco	38.169	-	-	-
		6.886.182	280.219	210.158	140.123
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(1.165.123)	(78.646)	(98.307)	(117.969)
BNDES	Alta TJLP	(1.510.327)	(101.947)	(127.434)	(152.921)
Notas promissórias	Alta CDI	(529.919)	(35.770)	(44.712)	(53.654)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(118.373)	(7.990)	(9.988)	(11.985)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(498)	(34)	(42)	(50)
Outros	Sem Risco	(345.995)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.358.247)	(361.682)	(452.102)	(542.523)
Debêntures	Alta IPCA	(545.967)	(21.511)	(26.889)	(32.267)
Debêntures	Alta TJLP	(166.764)	(11.257)	(14.071)	(16.885)
Fornecedores - repactuação de gás	Alta IGP-M	(73.076)	(3.332)	(4.165)	(4.998)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(283.519)	(19.138)	(23.922)	(28.706)
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(148.845)	(10.079)	(12.599)	(15.118)
Pert	Alta Selic	(533.671)	(35.991)	(44.989)	(53.986)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(507.560)	(23.145)	(28.931)	(34.717)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(47.394)	(1.867)	(2.334)	(2.801)
		(11.335.278)	(712.389)	(890.485)	(1.068.580)

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

(b) Avaliação do risco depende de técnicas de avaliação que não têm como base os dados observáveis de mercado.

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 31.12.2017, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas 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.

A crise econômica pela qual o país está passando teve um reflexo significativo no consumo de energia elétrica, praticamente estagnando o seu crescimento nos últimos 4 anos, sendo tal estagnação determinante para evitar maior dificuldade no atendimento pleno do mercado.

Em relação ao curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE informou que o risco de qualquer déficit de energia está dentro da margem de segurança. 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.

36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

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

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

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

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

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos, abordagem atualmente adotada pela Copel.

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, Foz do Areia, Santa Clara, Fundão, Baixo Iguaçu e PCH Cavernoso II.

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

36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

Atualmente, a prorrogação das concessões de transmissão, geração hidrelétrica e distribuição, alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995, é disciplinada pela Lei nº 12.783/2013. Segundo esta lei, a prorrogação é facultada à aceitação expressa das condições daquela lei, tais como: (i) receitas de distribuição e transmissão fixadas conforme critérios estabelecidos pela Aneel; (ii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; (iii) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina hidrelétrica; e (iv) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição.

As concessões de geração de energia hidrelétrica, transmissão e distribuição de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. Contudo, para as concessões de geração de energia termelétrica, o prazo de prorrogação ficou limitado a até 20 anos. 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.

O atual regramento regulatório define que a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com até 60 meses de antecedência da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica, transmissão e distribuição de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica.

Também ficou definido que, se a concessionária optar pela prorrogação da concessão, o Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou receita inicial.

A Copel GeT protocolou, em 24.03.2017, na Aneel, sua intenção em prorrogar a outorga da concessão de geração da UTE Figueira, 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. Para as demais usinas da Copel GeT, cujas concessões vencem no prazo de dez anos, as datas limite para que a Companhia se manifeste pela prorrogação ou não das concessões de geração estão registradas a seguir:

Usina	Data limite para manifestação
UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	17.09.2018
UHE Apucarantina	12.10.2020
UHE Chaminé	16.08.2021
UHE Guaricana	16.08.2021

Essas cinco usinas representam uma Garantia Física de 620,69 MW médios.

A Companhia procederá análises para a tomada de decisão pela prorrogação ou não das concessões das usinas, frente às condições impostas pelo Poder Concedente, visando a preservação de seus níveis de rentabilidade.

No caso de não antecipação da prorrogação, o Poder Concedente licitará as concessões na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos, considerando, no julgamento da licitação o menor valor de tarifa e a maior oferta de pagamento da bonificação pela outorga.

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

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

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 das metas 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 as metas definidas para a Copel DIS nos primeiros cinco anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	estabelecido) (a)		(realizado)	
		DECi (b)	FECi (b)	DECi	FECi
2016		13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA \geq 0 (c)	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR \geq 0 (d)	11,23	8,24	-	-
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} \leq 1 / (0,8 * SELIC) (d) (e)	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} \leq 1 / (1,11 * SELIC) (d) (e)	9,83	7,24	-	-

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

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

(c) Os indicadores DECi e FECi são calculados pela Aneel e os dados realizados ainda não foram divulgados oficialmente para o ano de 2017.

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

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

36.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

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

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

36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

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

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. Entre os anos de 2015 e 2016, 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;
- Resoluções Normativas nºs 693/2015 e 727/2016 que regulamentaram o MCSD-EN, voltados aos contratos provenientes de novos empreendimentos de geração, através do qual permitiu-se a realocação de energia entre distribuidoras e geradores; e
- 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.

Em 2017 ocorreram alterações na regulamentação da comercialização de energia elétrica, estabelecidas pelo Decreto nº 5.163/2004. Em 22.08.2017 foi publicado o Decreto nº 9.143/2017 que, dentre outras medidas, altera 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.

Em 30.11.2017, foi instaurada pela Aneel a Audiência Pública nº 70/2017, com objetivo de obter subsídios para a regulamentação do mecanismo de venda de excedentes contratuais, por parte das distribuidoras ao mercado livre, de que trata a Lei nº 13.360/2016, especificamente a consumidores livres, comercializadoras, geradores e autoprodutores. As discussões seguirão ao longo de 2018, mas desde já há expectativa de que o mecanismo possa figurar como importante instrumento de gestão da contratação pelas distribuidoras.

A Copel DIS conviveu com cenário de sobrecontratação em 2017, sendo necessárias medidas mitigadoras. Foram utilizadas todas as ferramentas disponíveis para o gerenciamento da contratação, buscando desta forma atender à exigência de empenhar o máximo esforço para adequar seu nível de contratação aos limites regulatórios. Neste contexto, a distribuidora:

- a) procedeu à devolução integral, nos MCSDs mensais, dos montantes de energia descontratada por consumidores potencialmente livres e distribuidoras supridas;
- b) estabeleceu tratativas com geradores para a redução de contratos, celebrando acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711/2016; e
- c) declarou suas sobras, nos MCSDs Trocas Livres e de Energia Nova, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física e descontratada por consumidores especiais. Foram realizados três processamentos do MCSD de Energia Nova durante o ano de 2017, sendo a participação da Copel DIS nesses mecanismos fundamental para a mitigação de parte da energia sobrecontratada no período.

De acordo com os dados mais atualizados de mercado, a Copel DIS projetou encerrar 2017 com nível de contratação de 105,8%. Não obstante, em caso de não reconhecimento do caráter involuntário dessa sobrecontratação, a Copel DIS deverá aferir um bônus advindo da venda do montante que extrapola o limite regulatório superior de 105% ao PLD, cujos valores, sobretudo no segundo semestre de 2017, superaram o seu preço médio de compra.

36.2.10 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. Em caso de não renovação desse contrato, atualmente centralizado na Petrobras, os consumidores diretos ou as distribuidoras estaduais deverão negociar diretamente com a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil -TBG.

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.

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.

36.3 Gerenciamento de capital

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

Para isso, temos o exemplo de utilização do capital de terceiros nas atividades da Companhia, e ao mesmo tempo, da busca pelo alongamento do perfil da dívida e melhoria do Capital Circulante Líquido - CCL, na operação de captação realizada recentemente, descrita na NE nº 41.2.

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 31.12.2017, o índice realizado está demonstrado a seguir:

Consolidado	31.12.2017	31.12.2016
		Reapresentado
Empréstimos e financiamentos	3.759.505	4.046.293
Debêntures	6.070.978	4.790.809
Avais e fianças	-	1.373.064
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(1.040.075)	(982.073)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(1.341)	(136.649)
(-) Títulos e valores mobiliários - Disponíveis para venda e mantidos para negociação (não circulante)	(112.604)	(188.461)
(-) Caução STN	(75.665)	(73.074)
Dívida líquida ajustada	8.600.798	8.829.909
Lucro líquido	1.118.255	874.472
Equivalência patrimonial	(101.739)	-
IRPJ e CSLL diferidos	(105.257)	(69.632)
Provisão para IRPJ e CSLL	379.943	589.322
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	748.440	594.656
Depreciação e Amortização	731.599	708.296
Ebitda ajustado	2.771.241	2.697.114
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	3,10	3,27

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado	31.12.2017	31.12.2016 Reapresentado
Empréstimos e financiamentos	986.112	1.015.360	3.759.505	4.046.293
Debêntures	1.215.481	1.017.099	6.070.978	4.790.809
(-) Caixa e equivalentes de caixa	56.833	46.096	1.040.075	982.073
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	90	149	1.341	136.649
Dívida líquida	2.144.670	1.986.214	8.789.067	7.718.380
Patrimônio líquido	15.207.842	14.718.098	15.510.503	14.978.142
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,14	0,13	0,57	0,52

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Controlador								
Estado do Paraná - dividendos	-	-	85.710	83.786	-	-	-	-
Repasso CRC (NE nº 8)	1.516.362	1.522.735	-	-	90.712	188.918	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	168.405	167.674	-	-	-	-	-	-
Obras da Copa do Mundo de 2014 (NE nº 15.1.2)	14.266	14.266	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (NE nº 15.1.3)	261	24.985	-	-	1.165	5.502	-	-
Empregados cedidos (b)	56	302	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	28.750	48.794	-	-	40.396	29.763	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (d)	-	-	-	164	-	-	(1.752)	(1.799)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)	-	-	59.366	57.218	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 23)	-	-	1.576.660	1.692.775	-	-	(140.537)	(149.794)
Debêntures - Compagás (NE nº 24)	-	-	42.675	61.786	-	-	(5.242)	(2.883)
Debêntures - eólicas (f)	-	-	281.448	295.188	-	-	(30.540)	(14.415)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	24	32	-	-	3.699	3.319	(1.783)	(1.455)
Dividendos	12.095	16.817	-	-	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso - mútuo (NE nº 15.5)	38.169	28.968	-	-	3.513	3.509	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Costa Oeste Transmissora de Energia (h) (i) (j) (n)	206	72	59	73	1.034	848	(2.136)	(3.072)
Marumbi Transmissora de Energia (h) (j) (n)	500	285	37	55	3.690	4.085	(756)	(900)
Caiuá Transmissora de Energia (h) (i) (j)	320	308	271	356	3.792	2.066	(13.700)	(15.595)
Dividendos	1.991	1.991	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (h) (j)	-	-	43	76	-	-	(1.468)	(1.910)
Dividendos	4.012	4.012	-	-	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	220	326	-	-	(6.636)	(4.043)
Dividendos	36.840	23.213	-	-	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira (h) (j)	-	-	72	149	-	-	(2.590)	(3.593)
Guaraciaba Transmissora de Energia (h) (j)	-	-	74	173	-	-	(3.202)	(966)
Dividendos	11.541	5.512	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (j)	-	-	159	-	-	-	(3.642)	(283)
Dividendos	7.093	3.051	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia - dividendos	2.146	1.224	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão - dividendos	3.264	-	-	-	-	-	-	-
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (k)	-	-	1.436	1.436	-	-	(17.031)	(16.949)
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (h)	163	161	-	-	2.063	2.178	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (c) (l)	3.778	3.430	-	-	8.153	8.210	(4)	(6)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(28.876)	(26.021)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	-	-	-	-	(1.690)	(1.403)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (c)	38	52	-	-	316	305	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	349	340	-	-	(16.347)	(13.519)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 25)	-	-	866.103	769.865	-	-	-	-
Lactec (m)	-	-	1.762	1.743	-	-	(15.912)	(12.911)

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.

Do saldo em 31.12.2017, o valor de R\$ 115.890, contabilizado na Controladora, foi liquidado, conforme descrito na NE nº 15.1.1. Do saldo remanescente, contabilizado na Copel DIS, R\$ 43.384 foram liquidados em 23.03.2018.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de PECLD, no valor de R\$ 1.193 em 31.12.2017 (R\$ 1.749, em 31.12.2016).
- 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, com vigência até 06.11.2017, de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, que tem influência significativa sobre a Copel (NE nº 31.1).
- 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 24).
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Encargos de uso do Sistema de Transmissão e receita proveniente de contratos de operação e manutenção e de prestação de serviço de engenharia com a Copel GeT.
- i)** A Copel DIS mantém com as empresas Costa Oeste Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT, 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, com vencimento em 28.12.2018.

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. Os saldos do ativo referem-se a P&D e PEE, contabilizados no Circulante, na conta Serviços em curso, na qual devem permanecer até a conclusão do projeto, conforme determinação da Aneel.

n) Contrato de compartilhamento de gastos com pessoal firmado com a Copel e suas subsidiárias.

Os valores decorrentes das atividades operacionais da Copel DIS com as partes relacionadas são faturados de acordo com as tarifas homologadas pela Aneel.

37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 23 e 24.

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\$ 3.645 e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 49.584.

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 31.12.2017	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	71.508	49,0	35.039
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	421.433	49,0	206.502
(3) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	116.995	49,0	57.328
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	703.897	50,1	352.652
(5) Matrinchá Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	567.796	49,0	278.220
(6) Matrinchá Transmissora	Debêntures	15.05.2016	15.06.2029	180.000	193.088	49,0	94.613
(7) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	582.452	24,5	142.701
(8) Paranaíba Transmissora	Debêntures	15.01.2017	15.03.2028	120.000	109.644	24,5	26.863
(9) Voltalia São Miguel do Gostoso Part. S.A. (a)	Debêntures	15.01.2016	15.12.2028	57.000	53.328	49,0	26.131
(10) Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	53.975	49,0	26.448
(11) Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	70.000	53.969	49,0	26.445
(12) Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	74.000	50.605	49,0	24.796
(13) Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Financiamento	24.08.2015	15.11.2031	68.000	51.425	49,0	25.198
(14) Cantareira Transmissora de Energia	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	439.192	49,0	215.204
							1.538.140

(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 Investimentos e/ou Capital de Giro.

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)

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
Paranaíba Transmissora	26.07.2018	48.000	24,5	11.760
Mata de Santa Genebra	26.05.2018	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30.11.2018	31.200	49,0	15.288
				133.406

38 Compromissos

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

Consolidado	31.12.2017
Contratos de compra e transporte de energia	118.588.046
Aquisição de ativo imobilizado	
Construção de linhas de transmissão e subestações	292.601
Construção da usina UHE Colíder	42.653
Construção da usina UHE Baixo Iguaçu	193.156
Construção das usinas do empreendimento eólico Cutia	701.191
Obras de telecomunicações	131.557
Aquisição de ativo intangível	161.337
Obrigações de compra de gás	54.670

39 Seguros

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

Consolidado	Término da vigência	Importância segurada
Apólice		
Riscos Nomeados	24.08.2018	2.172.442
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2018	799.290
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2018	725.286
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2018	720.713
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2018	597.716
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2018	449.928
Garantia Judicial - Procuradoria Geral da Fazenda Nacional	11.05.2018	291.396
Multirriscos - Elejor	11.03.2019	197.800
Seguro D&O (a)	28.03.2019	82.700
Seguro Aeronáutico (casco e responsabilidade civil) (a)	30.01.2019	80.197

(a) Os valores das importâncias seguradas de Riscos Operacionais - UEG Araucária, do Seguro Aeronáutico e do Seguro D&O foram convertidos de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2017, de R\$ 3,3080.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: responsabilidade civil geral, garantia de pagamento, riscos diversos, transporte nacional e internacional e seguro de vida.

Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

40.1 Transações que não envolvem caixa

O saldo da rubrica de outros investimentos temporários apresentou expressivo aumento em sua movimentação em função de transferência proveniente da rubrica de investimentos - empreendimentos controlados em conjunto. Tal acréscimo foi decorrente da reclassificação contábil das ações ordinárias da Sanepar, cuja titularidade pertencia à Copel Energia, as quais foram avaliadas em R\$ 73.361, de acordo com a NE nº 18.4.

Conforme a NE nº 19.2, as adições ocorridas no imobilizado atingiram R\$ 1.318.336. Deste valor, R\$ 123.268 correspondem ao conjunto de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício. Também integra o citado montante de adições a parcela de R\$ 14.122, correspondente aos aumentos de capital social integralizados através de projetos, nas sociedades de propósito específico controladas pela empresa Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.

Por sua vez, em consonância com as informações constantes nas NEs nºs 20.1, 20.3 e 20.4, as aquisições de intangível perfizeram R\$ 778.386. Deste montante, R\$ 30.312 equivalem à parcela de compras a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

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

41 Eventos subsequentes

41.1 Cantareira Transmissora de Energia S.A.

Em 03.02.2018, entrou em operação comercial, com um mês de antecedência, a linha de transmissão Estreito - Fernão Dias (500 kV), empreendimento pertencente à SPE Cantareira (49% Copel GeT).

A linha, que inicialmente estava prevista para entrar em operação em março de 2018, tem extensão de 342 quilômetros e passa pelos estados de São Paulo e Minas Gerais, percorrendo mais de 29 cidades. O empreendimento permitirá maior intercâmbio de energia, contribuindo com a segurança e a confiabilidade operacional do sistema elétrico nacional.

41.2 Debêntures

Em 19.01.2018, a Copel efetuou a 7ª emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações, de espécie quirografária, em série única, para distribuição pública, nos termos da Instrução CVM nº 476/2009, no montante total de R\$ 600.000. Foram emitidas 600.000 debêntures, com valor nominal unitário de R\$ 1, com prazo de vencimento de três anos contados da data de emissão e amortização, em duas parcelas anuais - em 15.01.2020 e 15.01.2021. As debêntures serão remuneradas com juros correspondentes à variação acumulada de 119,0%, das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros - DI. Os recursos captados serão destinados ao reforço da estrutura de capital da emissora.

41.3 Avais concedidos a partes relacionadas

A Copel concedeu aval para a emissão de debêntures do empreendimento controlado em conjunto Cantareira Transmissora de Energia, ocorrida em 09.01.2018. Foram emitidas 100.000 debêntures não conversíveis em ações, com valor nominal unitário de R\$ 1, no montante total de R\$ 100.000, com vencimento final em 15.08.2032, amortização e juros em 28 parcelas semestrais, a partir de 15.02.2019. As debêntures serão remuneradas com juros semestrais correspondentes à variação do IPCA, acrescidos de sobretaxa de 6,9094% a.a. Os recursos captados serão destinados à implantação do empreendimento.

41.4 UEG Araucária - Celebração de contrato de gás

Em 31.01.2018, foi assinado contrato de suprimento de combustível celebrado entre a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras e a UEG Araucária Ltda. O contrato vigorará até 31.12.2018 e prevê o fornecimento de até 2.190.000 metros cúbicos de gás natural por dia, sem obrigatoriedade de retirada (*take or pay*). Com isso, a UTE Araucária volta a ficar disponível ao Sistema Interligado Nacional - SIN e poderá ser despachada a critério do ONS. A distribuição do gás será realizada pela Compagás.

41.5 Revisão de garantia física

O Poder Concedente revisou a Garantia Física das usinas abaixo relacionadas por meio da Portaria MME nº 178 de 03.05.2017 com efeitos a partir de 1º.01.2018:

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Propriedade	Potência instalada (MW médios proporcionais)	Garantia física (MW médios proporcionais) até 31.12.2017	Garantia física (MW médios proporcionais) a partir de 2018
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1240,0	605,6	100%	1240,0	605,0	605,6
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1260,0	578,5	100%	1260,0	603,0	578,5
UHE Gov. Bento Munhos da Rocha Netto (Foz do Areia)	1676,0	603,0	100%	1676,0	576,0	603,3
UHE Dona Francisca	125,0	76,0	23%	28,8	18,0	17,5
UHE Santa Clara e UHE Fundão	240,3	133,0	70%	168,2	94,8	93,1
Efeito líquido						1,2

41.6 Reconhecimento de crédito tributário

Em 14.02.2018, a RFB reconheceu crédito tributário no valor atualizado de R\$ 80.226, 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.

41.7 Notas Promissórias

Em 11.05.2018, a Copel GeT efetuou a liquidação da sua 4ª emissão de Notas Promissórias, nos termos da Instrução da CVM nº 566/2015 para distribuição pública, da Lei nº 6.385/1976, da Instrução CVM nº 476/2009 e das demais disposições legais e regulamentares aplicáveis. Foram emitidas 100 notas promissórias, com valor nominal unitário de R\$ 6.000, no montante total de R\$ 600.000, com vencimento em 11.11.2018. As notas promissórias serão remuneradas com juros correspondentes à variação acumulada de 114,5% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros – DI. Foi prestada garantia corporativa da Copel. Os recursos captados serão destinados ao refinanciamento do endividamento e reforço do capital de giro da emissora.

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 2017 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 2017, 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.

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 225.000 profissionais da Deloitte impactam positivamente nossos clientes, conecte-se a nós pelo Facebook, LinkedIn e Twitter.

Ênfase

Reapresentação das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017

Em 12 de abril de 2018, emitimos relatório de auditoria, com modificação, sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia, que ora estão sendo reapresentadas. Conforme descrito nas notas explicativas nº 3.1 e 4.1 às demonstrações financeiras, as demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017 e de 2016 foram alteradas e estão sendo reapresentadas para refletir novos ajustes contábeis sobre investimento em fundo de investimento exclusivo da controlada indireta UEG Araucária Ltda. nos montantes respectivos de R\$19.270 mil e R\$19.270 mil em 31 de dezembro de 2017 e de 2016, além de alocar R\$103.986 mil do ajuste total de 31 de dezembro de 2016 ao resultado de 2015. Nossa opinião não possui modificação.

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.

Investimento em fundo de investimento exclusivo na controlada UEG Araucária Ltda.

Conforme a nota explicativa nº 4.1 às demonstrações financeiras, a Administração da Companhia identificou que a controlada indireta UEG Araucária Ltda. mantém recursos em Fundo de Investimento Multimercado, o qual detém cotas em outros fundos de investimentos, que, por sua vez, mantém investimentos em companhia de capital fechado, cujo ativo principal é um empreendimento imobiliário. A Administração decidiu contratar consultores externos para conduzir uma investigação independente, e a Companhia, considerando a natureza de tal investimento, os laudos independentes obtidos e o resultado das investigações, concluiu sobre a necessidade de constituição de provisão para desvalorização desse investimento no montante de R\$156.187 mil, além da reclassificação do valor remanescente desse investimento para o ativo não circulante, resultando na reapresentação das presentes demonstrações financeiras, conforme parágrafo de ênfase anteriormente descrito. Consideramos o tema como um principal assunto de auditoria, dada a materialidade dos valores envolvidos, a complexidade das investigações e o elevado grau de julgamento exercido pela Administração com relação às análises da substância econômica, da classificação e da valorização desse investimento.

Para responder a esse principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre a análise da substância econômica desse investimento, sua classificação e sua mensuração contábil; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação e mensuração do valor do investimento no Fundo Índico; (c) envolvimento dos nossos especialistas em avaliação para nos auxiliar na análise do modelo de fluxo de caixa descontado e das premissas e metodologias utilizadas pela Administração da COPEL para apurar a provisão para desvalorização do investimento, especificamente na taxa de desconto e nas premissas de vendas e custos a incorrer, provenientes de empreendimentos imobiliários a serem desenvolvidos pela UEG Araucária Ltda.; (d) teste das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento dessas estimativas; (e) acompanhamento dos nossos especialistas forenses na investigação, para nos auxiliar na avaliação do trabalho realizado pela Administração da COPEL, com o auxílio de investigadores independentes, a fim de avaliar as condições em que tal investimento foi realizado pelo Fundo Índico; (f) análise das evidências relacionadas às estimativas realizadas pela Administração; e (g) avaliação se as divulgações nas demonstrações financeiras efetuadas pela Administração estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria descritos, consideramos que a mensuração e a classificação do ativo relativo ao Fundo Índico, além da segregação entre ativo circulante e não circulante, realizada pela Companhia, assim como as respectivas divulgações, estão adequadas no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Destacamos ainda que, durante o processo de investigação, foi identificado que o referido investimento ocorreu em desacordo com as políticas de investimentos da COPEL, principalmente no que se refere ao monitoramento de controladas não integrais, à natureza do investimento e à sua liquidez, e, conseqüentemente, deficiências significativas de controle foram identificadas por nós, o que resultou na alteração de nossa avaliação quanto à natureza e à extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados, a fim de obter evidências suficientes e adequadas de auditoria.

Reconhecimento de receita

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.9 e nº 32 às demonstrações financeiras, a receita da Companhia e de suas controladas decorre substancialmente da geração, transmissão, distribuição 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 esse 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 se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas. Como resultado da execução desses procedimentos, foram identificadas deficiências nos controles internos relacionados aos processos de aprovação de determinados lançamentos manuais, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados, a fim de obter evidências suficientes e adequadas de auditoria referentes à receita de vendas.

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

Provisão para perdas ao valor recuperável ("impairment") de ativos imobilizados

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.7 e nº 19.9 às demonstrações financeiras, 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 esse principal assunto de auditoria, 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 se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas. Como resultado da execução desses procedimentos, foram identificadas deficiências nos controles internos relacionados aos processos de definição e revisão das principais premissas, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados, a fim de obter evidências suficientes e adequadas de auditoria referentes à provisão para perdas ao valor recuperável.

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

Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e ambientais

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.8 e nº 30 às demonstrações financeiras, a Companhia e suas controladas são rés em uma série de processos judiciais relacionados a discussões fiscais, cíveis, 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 perdas 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 esse 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) teste, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles e os sistemas informatizados utilizados pela Administração e por seus assessores jurídicos externos 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 da provisão 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, incluindo análise de evidências contraditórias; e (f) avaliação se as divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras estão apropriadas. Como resultado da execução desses procedimentos, foram identificadas deficiências nos controles internos relacionados aos processos de identificação dos riscos judiciais relacionados a discussões fiscais, cíveis, trabalhistas e ambientais, que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados, a fim de obter evidências suficientes e adequadas de auditoria referentes à provisão para riscos.

Com base nos procedimentos de auditoria descritos, consideramos que a provisão para riscos realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, está adequada no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Companhia Paranaense de Gás - Compagas: prazo de concessão e outras transações relevantes

Conforme descrito nas notas explicativas nº 2.1 e nº 12.2 às demonstrações financeiras, a Companhia Paranaense de Gás - Compagas ("Compagas"), controlada pela COPEL, possui concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado no Estado do Paraná. Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto grau de julgamento necessário para determinar os impactos decorrentes da Lei Complementar do Estado do Paraná nº 205, publicada em 7 de dezembro de 2017, trazendo nova interpretação quanto ao término do vencimento da concessão, que ocorrerá em 20 de janeiro de 2019. Anteriormente, considerando que a controlada possui contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, que determina 6 de julho de 2024 como a data para o término do prazo da concessão, a Compagas considerava essa data para a avaliação dos saldos relacionados aos ativos de infraestrutura e contratos correlatos ao contrato de concessão nas demonstrações financeiras. A publicação dessa Lei Complementar gerou impacto em vários registros contábeis da controlada Compagas, principalmente nas contas de ativo financeiro de concessão, ativo intangível e créditos nas operações de compra e venda de gás, e, conseqüentemente, impactou as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da COPEL.

Esse assunto foi considerado como significativo para a nossa auditoria, tendo em vista o alto grau de julgamento e complexidade na determinação dos fatores e das premissas por parte da Administração, atrelados ao processo de mensuração do ativo financeiro de concessão, ativo intangível e créditos nas operações de compra e venda de gás, assim como a relevância dos valores envolvidos.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da COPEL e Compagas relacionados aos cálculos do ativo financeiro de concessão, ativo intangível e créditos nas operações de compra e venda de gás; (b) teste das premissas utilizadas no cálculo do ativo financeiro de concessão elaborado pela Administração da Companhia; (c) obtenção das planilhas de cálculo preparadas pela Administração da Companhia para confronto com os registros efetuados no sistema contábil, com a adequada classificação do ativo financeiro de concessão (contas a receber) e ativo intangível e segregação entre os ativos circulante e não circulante; (d) teste do recálculo, realizado pela Administração da Companhia, do ativo financeiro de concessão, ativo intangível e créditos nas operações de compra e venda de gás considerando o término da concessão em 2019; e (e) avaliação se as divulgações nas demonstrações financeiras efetuadas pela Administração estão apropriadas.

Com base nos procedimentos de auditoria descritos, consideramos que a mensuração do ativo financeiro de concessão, do ativo intangível e dos créditos nas operações de compra e venda de gás, além da segregação entre ativo financeiro da concessão e ativo intangível e segregação entre ativos circulante e não circulante, realizada pela Administração da Compagas, assim como as respectivas divulgações, está adequada no contexto das demonstrações financeiras da COPEL tomadas em conjunto.

Outros assuntos*Reapresentação dos valores correspondentes – 1 de janeiro de 2016*

O exame do balanço patrimonial, individual e consolidado, em 1 de Janeiro de 2016 (derivado das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2015), reapresentado em decorrência dos assuntos descritos na nota explicativa 4.1.1, foi conduzido sob a responsabilidade de outros auditores independentes, que emitiram relatório de auditoria sem modificações, com data de 14 de maio de 2018.

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (“DVA”) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, 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 sobre esse assunto.

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.
- Concluímos 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, consequentemente, 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, 14 de maio de 2018

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

RESUMO DO RELATÓRIO ANUAL DE ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO 2017

7

Introdução

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE da Companhia Paranaense de Energia - Copel, em 30.06.2017, era composto por três membros, Conselheiros de Administração, independentes nos termos da Lei Sarbanes-Oxley.

Na 168ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração - CAD, de 13.07.2017, foram eleitos, nos termos do Estatuto Social, cinco membros para este Comitê.

Com a renúncia, em 25.08.2017, do Sr. Luiz Henrique Tessuti Dividino do cargo de membro do CAE, o Comitê passou a contar com quatro membros.

Na 174ª Reunião Ordinária do CAD, de 23.01.2018, foi eleito para compor o Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, o Sr. Marco Antônio Barbosa Cândido, passando este Colegiado a contar com cinco membros, que ao final assinam.

O CAE reporta-se ao Conselho de Administração, ao qual está diretamente vinculado, e tem suas características, composição, funcionamento e competências estabelecidas em Regimento Interno específico.

O CAE reuniu-se vinte vezes em 2017, três destas em conjunto com o Conselho Fiscal, para análise das demonstrações financeiras da Companhia, com a presença da Auditoria Independente e da Auditoria Interna para abordagem de assuntos em seu âmbito de atuação e análise de outros de sua competência.

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, 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.

No exercício das atividades regulamentares do Comitê de Auditoria Estatutário, dentre outras, destacaram-se:

a) Acompanhamento do Canal de Comunicação Confidencial; **b)** Acompanhamento das atividades da Auditoria Interna e verificação de suas recomendações; **c)** Estabelecimento de procedimentos para atuação do Comitê de Auditoria Estatutário; **d)** Apreciação de processo de contratação de empresa de consultoria independente para prestação de serviços; **e)** Contratação de outros serviços que possam ser prestados por empresas de auditoria independente que estejam auditando as demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; **f)** Aprovação do plano de trabalho da Auditoria Interna 2017/2018; **g)** Transferência da operação e da gestão do Canal de Comunicação Confidencial à Diretoria de Governança, Risco e Compliance - DRC; **h)** Análise dos assuntos significativos endereçados pela Auditoria Independente, Deloitte; **i)** Apresentação de informações preliminares relativas às demonstrações financeiras anuais - exercício de 2016; **j)** Apreciação de apresentação sobre Cybersecurity; **k)** Análise e deliberação sobre o relatório Anual da Administração 2016, Balanço Patrimonial e das demais Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2016; **l)** Apreciação da proposta da Diretoria para a destinação do lucro líquido verificado no exercício de 2016 e para pagamento de participação referente à integração entre o capital e o trabalho e incentivo à produtividade; **m)** Análise e aprovação do relatório anual do Comitê de Auditoria Estatutário - 2016; **n)** Deliberação sobre contratos de Compra e Venda entre as Partes Relacionadas Copel Comercialização S.A. e Copel Geração e Transmissão S.A.; **o)** Aprovação da Política de Transação com Partes Relacionadas e conflitos de Interesses; **p)** Participação da Copel no Leilão de Transmissão 05/2016-

Aneel; **q)** Apreciação do Relatório de Controles Internos da Auditoria Independente, Deloitte; **r)** Aprovação para celebração de contratos de mútuo entre a Copel (Holding) e as Sociedades de Propósito Específicos – SPEs do Complexo Eólico Cutia; **s)** Análise Preliminar do Relatório 20-F - 2016; **t)** Revisão das políticas, práticas e princípios de contabilidade utilizados pela Copel na elaboração das demonstrações contábeis e financeiras; **u)** Revisão dos métodos alternativos de tratamento contábil, relativos a informações contábeis e financeiras; **v)** Definição da nova dinâmica de avaliação e monitoramento da exposição ao risco da Companhia; **w)** Aprovação do Relatório 20-F - 2016; **x)** Atualização da Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos - NPC 0104; **y)** Revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias - ITR 2º trimestre de 2017; **z)** Análise de informações sobre a forma de tributação de ativos e passivos setoriais; **aa)** Análise e aprovação do Relatório de Atividades do Comitê de Auditoria Estatutário – 1º semestre de 2017; **bb)** Definição sobre a forma de tributação de ativos e passivos setoriais - conta de compensação de variação de valores de itens da parcela "a" - CVA e possibilidade de adesão ao Programa Especial de Regularização Tributária - PERT; **cc)** Análise sobre as informações da Auditoria Independente Deloitte sobre o cronograma e o plano de trabalho relativos ao encerramento do 3º trimestre de 2017; **dd)** Apreciação de apresentação da Fundação Copel sobre os planos de previdência patrocinados pela Copel; **ee)** Apreciação de apresentação sobre o Programa de Desligamento Incentivado - PDI vigente na Companhia; **ff)** Aprovação da Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos; **gg)** Acompanhamento dos Trabalhos da Coordenação de Integridade Corporativa - CIC - Gestão de Riscos Corporativos; **hh)** Autorização para celebração de contratos de suprimento de combustível para a UEG Araucária Ltda. - UEGA até 31.12.2018; **ii)** Acompanhamento dos trabalhos relativos à revisão das Demonstrações Financeiras - ITR 3º Trimestre/2017; **jj)** Apreciação de apresentação sobre os apontamentos da Auditoria Interna relativos ao tema "Jurídico" e manifestação sobre o assunto pela Diretoria Jurídica e de Relações Institucionais; **kk)** Apreciação de apresentação sobre os apontamentos da Auditoria Interna relativos ao tema "atrasos em obras" e manifestação sobre o assunto pela Copel Geração e Transmissão S.A.; **ll)** Apreciação de relato dos fatos referentes aos investimentos financeiros da UEG Araucária Ltda. - UEGA; **mm)** Prestação de garantia real no âmbito do contrato de financiamento a ser celebrado entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e a SPE Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.; **nn)** Deliberação sobre aditivo contratual de fornecimento de gás celebrado entre a UEG Araucária Ltda. - UEGA e a Petróleo do Brasil S.A. - Petrobras; **oo)** Autorização para contratação de oferta pública com esforços restritos de notas promissórias corporativas pela UEG Araucária Ltda. - UEGA; **pp)** Revisão das Demonstrações Financeiras Intermediárias - ITR 3º trimestre de 2017; **qq)** Aprovação do calendário de reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário em 2018; e **rr)** Apreciação de 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.

Durante o ano de 2017, o Comitê de Auditoria Estatutário avaliou, juntamente com a Coordenação de Integridade Corporativa - CIC e a Auditoria Interna - AUD, com o apoio da Auditoria Independente, Deloitte, os sistemas de controles internos e administração de riscos, com o objetivo de certificar-se de sua efetividade e da qualidade dos processos de geração de relatórios que são utilizados pela administração para subsidiar suas decisões.

Na apreciação do Comitê, a forma e as ações adotadas para monitorar esses sistemas na Copel (Holding) e em suas controladas, em seus aspectos relevantes, estão bem estabelecidas e adequadamente direcionadas, não tendo sido detectadas exceções relevantes que possam impactá-los. Contudo este Comitê recomendou, com relação às coligadas e/ou controladas, que fosse ampliado o monitoramento daquelas empresas e reforçados os sistemas de controles consistentes aos da Copel (Holding).

O CAE tem acompanhado as observações sugeridas e as recomendações sobre os controles internos da Companhia apontadas pela empresa de auditoria Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes em sua carta comentário por meio de reportes periódicos da CIC e da AUD a este Colegiado.

O Comitê de Auditoria Estatutário transmitiu à Diretoria e ao Conselho de Administração, por meio de reportes periódicos, as decisões tomadas em reunião através das Resoluções eletrônicas enviadas às áreas responsáveis pelas ações a ser tomadas, as quais enfatizam o aperfeiçoamento de determinados controles internos e da gestão de riscos da Companhia, além do acompanhamento das ações decorrentes dos trabalhos da Auditoria Interna.

O Comitê de Auditoria Estatutário relacionou-se em 2017 com a empresa de Auditoria Independente Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, dando ênfase nas considerações sobre os resultados de seus trabalhos e nas suas opiniões quanto às demonstrações contábeis e relatórios financeiros.

Com base nesses exames e nas informações fornecidas pela Deloitte, o Comitê atesta a objetividade e a independência dos Auditores Independentes, uma vez que não identificou situações que pudessem afetá-las. Também avalia positivamente a estrutura da Auditoria Interna da Companhia assim como a qualidade de seu corpo técnico e gerencial e os resultados apresentados por seus trabalhos.

Em 2017 foram realizadas reuniões com o Conselho Fiscal e, também, com os Auditores Independentes, com o objetivo de discutir os aspectos considerados relevantes na preparação das demonstrações contábeis e financeiras de encerramento do exercício social em referência.

O CAE tomou conhecimento, durante a preparação das Informações Trimestrais – período findo em 30.09.2017, dos fatos devidamente registrados em detalhes na Nota Explicativa nº 4.1.1, parte integrante das demonstrações financeiras de encerramento do exercício social de 2017. Devido a este fato, o CAE recomendou ao Conselho de Administração a contratação de empresa especializada para proceder à investigação do ocorrido, o que foi aprovado por aquele Colegiado.

Participou, também, das discussões junto à Diretoria Executiva e auditores independentes ocasião em que foi concluído pela necessidade de ajustes às Demonstrações Financeiras de exercícios anteriores, também devidamente reportado na nota explicativa citada acima e no Relatório do auditor independente.

No transcorrer do exercício em referência e dentro de nossas competências, não temos conhecimento de outras ocorrências, em especial, descumprimento de normas, ausência de controles, fraudes, ato ou omissão por parte da Administração que poderiam apresentar riscos aos negócios da Copel ou afetar a credibilidade de suas demonstrações contábeis e financeiras.

Este Comitê também examinou as Informações Trimestrais - ITRs (controladora e consolidado) do exercício social de 2017 e, de acordo com as informações e esclarecimentos prestados, considerou que as demonstrações financeiras, em seus aspectos de relevo, estavam devidamente apresentadas.

Ressalta-se que cópia da documentação de apoio aos assuntos deliberados pelo Comitê de Auditoria Estatutário ao longo de 2017, descritos no presente relatório de atividades deste Colegiado, está arquivada eletronicamente na Secretaria de Governança Societária - SEC da Copel e permanece à disposição para consulta.

Curitiba, 12 de abril de 2018

/s/
Mauricio Schulman
Presidente

/s/
Olga Stankevicius Colpo

/s/
Leila Abraham Loria

/s/
Rogério Perna

/s/
Marco Antônio Barbosa Cândido

**PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE O RELATÓRIO ANUAL
DA ADMINISTRAÇÃO REAPRESENTADO DO EXERCÍCIO DE 2017 E SOBRE AS
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS REAPRESENTADAS REFERENTES AOS EXERCÍCIOS
DE 2017, 2016 E 2015 E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO DO
LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2017**

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame do Relatório Anual da Administração Reapresentado referente ao exercício de 2017 e das Demonstrações Financeiras Reapresentadas referentes aos exercícios de 2017, 2016 e 2015, que compreendem os Balanços Patrimoniais e as respectivas Demonstrações do Resultado, do Resultado Abrangente, das Mutações do Patrimônio Líquido e dos Fluxos de Caixa, bem como as correspondentes Notas Explicativas e a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do exercício de 2017. As minutas dos citados documentos foram recebidas e analisadas individualmente pelos Conselheiros e discutidas previamente com a Administração e com a auditoria independente. Com base nos trabalhos desenvolvidos ao longo do exercício, nas análises efetuadas, no acompanhamento das discussões sobre os controles internos e seu impacto nas demonstrações financeiras, nos esclarecimentos prestados pela Administração e pelas Auditorias Independentes, e considerando ainda o Relatório da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, emitido sem ressalvas, sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas reapresentadas, referentes aos exercícios de 2017 e de 2016, bem como o Relatório da KPMG Auditores Independentes, emitido sem ressalvas, sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas reapresentadas, referentes ao exercício de 2015, os Conselheiros Fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não estejam refletidos nas referidas Demonstrações Financeiras em conformidade com as normas brasileiras e opinam que tais Demonstrações estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 14 de maio de 2018

/s/

GILMAR MENDES LOURENÇO

/s/

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

/s/

MAURO RICARDO MACHADO COSTA

/s/

ROBERTO LAMB

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 2018, aprovado na 173ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 13.12.2017, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão	743.586
Distribuição	790.000
Telecomunicações	340.193
Empreendimentos Eólicos (a)	1.051.381
Outros (b)	3.409
TOTAL	2.928.569

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

(b) Inclui Holding, Copel Comercialização, entre outros.

FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros	1.930.000
Novas captações - BNDES	1.347.000
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	583.000
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	998.569
TOTAL	2.928.569

DECLARAÇÃO

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

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da Copel alusivas ao exercício social findo em 31.12.2017, reapresentadas em 14.05.2018; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Copel relativas ao exercício social findo em 31.12.2017, reapresentadas em 14.05.2018.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 14 de maio de 2018

/s/

Jonel Nazareno Iurk

Diretor Presidente

/s/

Adriano Rudek de Moura

Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

/s/

Harry França Júnior

Diretor Jurídico e de Relações Institucionais

/s/

José Marques Filho

Diretor de Desenvolvimento de Negócios

/s/

Vicente Loiacono Neto

Diretor de Governança, Risco e *Compliance*