



Resultados 4T18

Copel registra EBITDA de R\$ 757 milhões no quarto trimestre

Teleconferência de Resultados 4T18
29.03.2019 - 10h00
(horário de Brasília)
Telefone para acesso
(11) 2188-0155
Código: COPEL

- ✓ EBITDA cresceu 45,0% no 4T18 e 9,4% em 2018 (R\$ 3,1 bilhões)
- ✓ Geração de caixa operacional de R\$ 369 milhões no 4T18 (R\$ 3,0 bi em 2018)
- ✓ Lucro Líquido de R\$ 390,8 milhões no 4T18 e de R\$ 1,4 bilhão em 2018
- ✓ Crescimento de 1,8% no mercado fio da Copel Distribuição no 4T18
- ✓ Início da operação comercial da UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu
- ✓ Nova diretoria

	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var. % (4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	3.671,1	4.309,1	3.910,7	(6,1)	14.934,8	14.024,6	6,5
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	3.120,1	3.772,1	3.618,1	(13,8)	12.676,6	11.984,9	5,8
Resultado Operacional (R\$ milhões)	424,4	472,3	109,0	289,2	1.956,0	1.392,9	40,4
Lucro Líquido (R\$ milhões)	390,8	361,0	133,3	193,2	1.444,0	1.118,3	29,1
LPA - Lucro Líquido por ação (R\$) ¹	1,36	1,30	0,27	402,8	5,14	3,78	36,1
EBITDA (R\$ milhões)	756,6	785,6	521,7	45,0	3.143,2	2.873,0	9,4
Rentabilidade do Patrimônio Líquido (anualizada) ²	10,5%	9,5%	3,6%	190,2	9,3%	7,5%	24,7
Mercado Fio (GWh)	7.549	7.358	7.415	1,8	29.952	29.400	1,9
Programa de Investimentos (R\$ milhões) ³	669,2	628,2	742,2	(9,8)	2.569,7	2.508,9	2,4
Margem EBITDA	20,6%	18,2%	13,3%	54,5	21,0%	20,5%	2,7
Margem Operacional	11,6%	11,0%	2,8%	314,6	13,1%	9,9%	31,9
Margem Líquida	10,6%	8,4%	3,4%	212,4	9,7%	8,0%	21,3

¹ Considera o Lucro Líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora.

² Considera o Patrimônio Líquido inicial do exercício.

³ Inclui aportes, adiantamentos para futuros investimentos e aumentos de capital.

Valores sujeitos a arredondamentos.

Tarifas Médias (R\$/MWh)	dez/18	set/18	jun/18	mar/18	dez/17
Tarifa Média de Compra - Copel Dis ¹	166,61	210,71	196,90	165,32	161,18
Tarifa Média de Fornecimento - Copel Dis ²	514,94	460,99	421,66	402,65	403,17
Tarifa Média de Suprimento - Copel GeT ³	171,76	217,97	214,19	212,22	211,76

Indicadores Econômico-Financeiros	dez/18	set/18	jun/18	mar/18	dez/17
Patrimônio Líquido (R\$ mil)	16.336.214	16.533.006	16.180.850	15.833.907	15.510.503
Dívida Líquida (R\$ mil)	9.183.178	8.777.166	8.159.514	8.401.759	8.495.080
Valor Patrimonial por Ação (R\$)	59,70	60,42	59,13	57,86	56,68
Endividamento do PL ⁴	70,8%	60,2%	62,9%	65,6%	63,4%
Liquidez Corrente	1,0	0,8	0,8	1,0	0,9

¹ Com PIS e CONFINS.

² Não Considera as bandeiras tarifárias. Líquida de ICMS.

³ Com PIS e CONFINS. Líquida de ICMS.

⁴ Considera a dívida bruta sem avais e garantias.

CPLE3 | R\$ 29,80
CPLE6 | R\$ 30,55

ELP | US\$ 7,83
XCOP | € 7,15

Valor de Mercado | R\$ 8,2 bi
* Cotações em 31.12.2018

**ÍNDICE**

1. Principais Eventos no Período	3
2. Desempenho Econômico-Financeiro	10
2.1 Receita Operacional	10
2.2 Custos e Despesas Operacionais	11
2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial	15
2.4 EBITDA	15
2.5 Resultado Financeiro	16
2.6 Lucro Líquido Consolidado	17
2.7 Demonstração do Resultado Consolidado – DRE	18
3. Principais Contas e Variações do Balanço Patrimonial	19
3.1 Principais Contas	19
3.2 Balanço Patrimonial – Ativo	22
3.3 Endividamento	23
3.4 Balanço Patrimonial - Passivo	26
4. Desempenho das Principais Empresas	27
4.1 Copel Geração e Transmissão	27
4.2 Copel Distribuição	29
4.3 Copel Telecomunicações	31
4.4 Informações Contábeis	33
5. Programa de Investimentos	34
6. Mercado de Energia e Tarifas	34
6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição	34
6.2 Mercado Fio (TUSD)	35
6.3 Fornecimento de Energia Elétrica	35
6.4 Total de Energia Vendida	36
6.5 Fluxos de Energia	37
6.6 Tarifas	39
7. Mercado de Capitais	40
7.1 Capital Social	40
7.2 Desempenho das Ações	41
7.3 Dividendos e JCP	43
8. Performance Operacional	44
8.1 Geração de Energia	44
8.2 Transmissão de Energia	53
8.3 Distribuição	55
8.4 Telecomunicações	57
8.5 Participações	57
8.6 Novos Projetos	58
9. Outras Informações	60
9.1 Recursos Humanos	60
9.2 Principais Indicadores Físicos	61
9.3 Teleconferência sobre Resultados do 4T18	62
Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado	63
Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais	64
Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa	67



1. Principais Eventos no Período

No 4T18, o EBITDA atingiu R\$ 756,6 milhões, 45,0% maior que os R\$ 521,7 milhões registrados no 4T17. Esse aumento é explicado, principalmente, (i) pela melhoria nas condições hidrológicas no último trimestre de 2018 em relação a 2017 - o GSF médio ficou em 81,9% (ante 69,3% no 4T17) e o PLD médio no período foi de R\$ 158,24/MWh (ante R\$ 398,09/MWh no 4T17); (ii) pelo menor montante registrado em provisões e reversões (R\$ 35,2 milhões provisionados no 4T18 ante R\$ 268,4 milhões no 4T17), em virtude, principalmente, da reversão para litígios cíveis e administrativos no montante de R\$ 80,7 milhões e pela redução 29,2% na provisão de litígios trabalhistas; e (iii) pelo aumento de 6,1% no volume de energia vendida aos consumidores finais, o qual elevou a receita de “fornecimento de energia elétrica”.

O EBITDA do 4T18 ajustado por itens considerados não recorrentes atingiu R\$ 692,7 milhões, crescimento de 0,6% em comparação ao apurado no 4T17 (R\$ 688,2 milhões). Mais detalhes no [item 2](#).

Programa de Demissão Incentivada - PDI

Em 31 de dezembro de 2018 encerrou-se o prazo de desligamento da Companhia para os empregados que aderiram ao Programa de Demissão Incentivada (PDI), o qual esteve vigente para adesão desde outubro de 2013 até 31 de março de 2018. Eram elegíveis a participar do Programa todo empregado com, no mínimo, 20 anos de Copel e 55 anos de idade. A compensação financeira referente a indenização pela extinção do contrato de trabalho e a quitação antecipada de possíveis diferenças de verbas trabalhistas correspondiam, juntas, a 20 remunerações.

Nos últimos 2 anos 811 pessoas se desligaram da Companhia pelo PDI, dos quais, 563 somente em 2018, sendo 373 da Copel Distribuição, 154 da Copel GeT, 30 da Copel Telecom, 03 da Copel Comercialização e 03 da Copel Holding. O montante de indenizações destinadas ao PDI totalizou R\$ 102,6 milhões em 2018 e a Companhia tem a perspectiva de redução de custo anual na ordem de R\$ 152,6 milhões.

Entrada em operação comercial – UHE Colíder

No dia 09 de março de 2019, entrou em operação comercial a primeira unidade geradora da Usina Hidrelétrica Colíder (UG1, com 100 MW de potência instalada). Localizada no rio Teles Pires, na divisa dos municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, na região norte do Estado de Mato Grosso, ela compreende três máquinas com capacidade total instalada de 300 MW e garantia física de 178,1 MW médios, suficientes para atender cerca de 1 milhão de habitantes. Mais detalhes no [item 8.1](#).

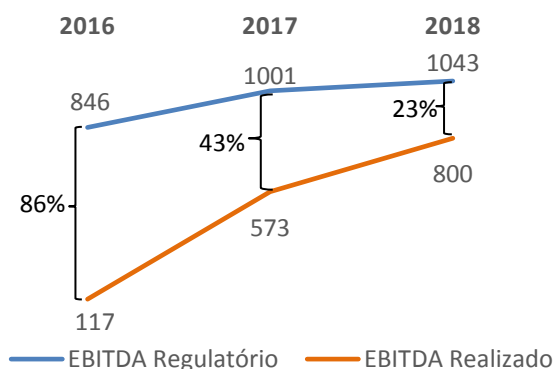
Entrada em operação comercial – UHE Baixo Iguaçu

No dia 08 de fevereiro de 2019, entrou em operação comercial a primeira unidade geradora (máquina 2 de 116,7 MW de capacidade instalada) da Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, que está localizada na região sudoeste do Paraná, no Rio Iguaçu, entre os municípios de Capanema e Capitão Leônidas Marques. A Copel Geração e Transmissão S.A. possui participação de 30% no empreendimento, por meio do Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu – CEBI. Mais detalhes no item 8.1.

Desempenho da Copel Distribuição em 2018

Em 2018, o EBITDA da Copel Distribuição atingiu R\$ 799,5 milhões, montante 39,5% maior que os R\$ 573,1 milhões registrados em 2017. Esse resultado reflete, sobretudo, o crescimento do mercado da distribuidora, o reajuste médio de 15,99% aplicado às tarifas a partir de 24 de junho de 2018 e o controle dos custos com PMSO (pessoal e administradores, planos previdenciário e assistencial, material, serviços de terceiros, provisões e reversões e outros), os quais cresceram abaixo do regulatório (2,6% vs 6,4%, respectivamente).

Comparando com o EBITDA regulatório (R\$ 1.0 bilhão), o desempenho reportado em 2018 ficou 23,4% abaixo, apesar da significativa melhora, conforme demonstrado no gráfico a seguir. Mais detalhes no [item 4.2](#).



Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

Em 12 de dezembro de 2018, o Conselho de Administração da Copel deliberou pela antecipação da parcela de Juros sobre o Capital Próprio – JCP, no montante de R\$ 280,0 milhões, em substituição aos dividendos do exercício de 2018, aos acionistas com posição em 27.12.2018, de acordo com a Lei n.º 9.249/95. Os proventos distribuídos, bem como a data de pagamento, serão ratificados na Assembleia Geral Ordinária, a qual analisará o Relatório da Administração, Balanço Patrimonial e demais Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2018.

Em complemento à parcela de JCP, serão propostos na Assembleia Geral Ordinária (AGO) a distribuição de R\$ 98,5 milhões na forma de dividendos, totalizando R\$ 378,5 milhões, o que representa R\$ 1,32 por ação ON, R\$ 2,89 por ação PNA e R\$ 1,45 por ação PNB.

Programa de Investimentos 2019

Em 2019, a Copel pretende realizar investimentos no montante de R\$ 2,0 bilhões, uma redução de 22,4% em relação ao que foi realizado no ano de 2018. Destaca-se o segmento de distribuição, com investimentos planejados no montante de R\$ 836,0 milhões para execução de obras de melhoria, modernização, ampliação e reforço do sistema de distribuição de energia elétrica no Paraná. Empreendimentos de geração e transmissão vão receber R\$ 854,0 milhões que serão alocados, basicamente, na conclusão das obras em curso. Mais detalhes no [item 5](#).

Copel permanece na carteira do ISE – B3

A Copel continua a integrar a seleta carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3, que tem vigência de 07/01/2019 à 03/01/2020. O ISE é uma referência para investidores que avaliam as atividades empresariais sob a perspectiva do desenvolvimento sustentável, considerando aspectos como equidade, transparência e prestação de contas, natureza do produto, e desempenho empresarial nas dimensões econômico-financeira, social, ambiental e relativo à mudança do clima. A nova carteira reúne 34 ações, de 29 companhias. Além disso, representa 13 setores e soma R\$ 1,6 trilhão em valor de mercado. Esse montante equivale a 41,76% do total do valor das companhias com ações negociadas na B3.

Novo Diretor Presidente da Copel Holding

O Sr. Daniel Pimentel Slaviero é o novo presidente da Copel. Ele é graduado em Administração de Empresas pela Universidade Positivo (UP) e possui especializações em gestão empresarial na Harvard Business School e Kellogg School of Management. Foi diretor executivo da rede do canal de televisão SBT entre 2017 e 2018 e presidente, por quatro mandatos seguidos, da Associação Brasileira de Rádio e Televisão (ABERT) entre os anos de 2006 e 2016. Na Associação Internacional de Radiodifusão (AIR), entidade que representa 17 mil emissoras de rádio e televisão nas Américas, Ásia e Europa, ocupou a vice-presidência para a América do Sul entre 2005 e 2011 e o conselho da entidade no período de 2013 a 2018.

Copel Distribuição - Novo Diretor Presidente

O Sr. Maximiliano Andres Orfali é funcionário de carreira da Copel, graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), especialista em Sistemas Elétricos de Potência (UFSC) e em



Gestão Técnica de Concessionárias de Energia (UFPR), além de possuir MBA em Gestão de Negócios e Gestão Avançada em Finanças Empresariais. Com 24 anos de carreira, predominantemente na Copel Distribuição, ocupou diversos cargos de gestão, tendo sido Diretor Presidente dessa subsidiária entre 2017 e 2018.

Copel Comercialização - Novo Diretor Presidente

O Sr. Franklin Kelly Miguel é Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) e formado em Direito pela Faculdades Dom Bosco. Possui pós-graduação em Comercialização, Operação e Planejamento da Indústria de Energia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), MBA – Executivo em Energia (FGV), é Mestre em Engenharia Elétrica (UFSC) e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (USP). O Sr. Franklin é professor na FGV desde 2011 na área de regulação, comercialização e tarifas do setor elétrico. Empregado de carreira da Copel desde 1998, foi Diretor Presidente da Copel Comercialização entre 2016 e 2017, além de ter atuado na empresa como engenheiro, gerente de departamento, superintendente e assessor da presidência.

Copel Telecom - Novo Diretor Presidente

O Sr. Wendell Oliveira é o novo Diretor Presidente da Copel Telecomunicações. Ele é formado em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica do Paraná - CEFET-PR e possui MBA Executivo em Marketing - ESPM pela EADA Business School, em Barcelona. Foi CEO da GE Power Conversion de 2012 a 2014, na divisão de motores elétricos da GE, trabalhou na Siemens 2000 a 2011 nas funções de Diretor de Unidade de Negócios - Drive Technologies, Gerente Geral de Área de Negócios - Drive Technologies, Gerente Geral Regional de Vendas e Gerente Regional de Vendas. Também foi CEO da operação no país da multinacional francesa do setor de energia Rexel e Consultor de Negócios em 2014.

Copel GeT - Novo Diretor Presidente

O Sr. Moacir Carlos Bertol é o novo Diretor Presidente da Copel Geração e Transmissão. Ele é formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUC como Engenheiro Eletricista, tendo ainda cursos de especialização em operação, manutenção, planejamento, controle de geração hidrelétrica e Transmissão de Energia e em informática. O Sr. Moacir foi Secretário-Adjunto da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia desde 2011, tendo também assumido interinamente a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético de março a maio de 2016. Funcionário de carreira da Eletrosul Centrais Elétricas S.A. de 1979 até 2017, possui 38 anos de experiência nas áreas de manutenção, operação e gerencial desenvolvida, nas funções de engenheiro, coordenador, gerente de divisão e departamento de operação e manutenção da Geração e Transmissão de Energia. Fez



parte do Conselho de Administração da UHE Belo Monte e, de 2007 a 2011, atuou no Consórcio formado pela Copel e Eletrosul para construção da UHE Mauá.

Diretoria de Novos Negócios - Novo Diretor

O Sr. Cassio Santana da Silva é o novo Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Copel. Ele é graduado em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Paraná - UFPR e possui MBA Executivo em Marketing pela Fundação Getúlio Vargas, no Rio de Janeiro. O Sr. Cassio foi Gerente da Divisão de Negócios Nordeste na Telefônica Brasil S.A. nos anos 2014 a 2019, Gerente de Marketing e Marketing Comercial na Kimberly Clark entre 2011 a 2013, Gerente de Marketing e Marketing Comercial da região Nordeste no Grupo Danone nos anos de 2009 a 2011. Ainda, ocupou cargos como Gerente Nacional de Marketing Comercial no Grupo Danone, Gerente de Marketing Comercial da Phillip Morris, Gerente Regional de Vendas da AmBev na República Dominicana e Gerente de Marketing Comercial na AmBev.

Diretoria Jurídica e de Relações Institucionais - Novo Diretor

O Sr. Eduardo Vieira de Souza Barbosa é o novo Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Copel. Ele é graduado em Direito pela Universidade Tuiuti do Paraná - UTP e possui especialização em Direito Constitucional pela Academia Brasileira de Direito Constitucional – ABDConst. O Sr. Eduardo foi Professor de Direito Corporativo da Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUC/PR em 2018, Vice-Presidente da 1ª Câmara de Arbitragem, Mediação e Conciliação Societária do Brasil - Camabra em 2017 e 2018, Diretor Jurídico do Conselho de Jovens Empresários – CJE (2011-2016) e Membro do Conselho Político (2013-2016) da Associação Comercial do Paraná. Também foi Consultor Estratégico e Assessor da Diretoria Jurídica (2015) da Companhia de Saneamento do Paraná - Sanepar, Membro eleito do Colégio de Vogais, Conselheiro da Administração, Membro da Comissão de Procedimentos de Leilões (2015-2018) e Procurador chefe (2011-2015) da Junta Comercial do Paraná – Jucepar. Foi Professor do Centro de Estudos da Administração Pública – Ceap, Membro da Diretoria do Instituto Paranaense de Direito Eleitoral - Iprade, Membro da Comissão de Direito Eleitoral da OAB/PR, Sócio fundador do escritório Vieira Barbosa & Carneiro - Advogados e Consultor jurídico e parecerista.

Destaque em Governança na B3

No dia 21 de dezembro de 2018, a Copel foi incluída pela B3 no Programa Destaque em Governança de Estatais e foi a primeira estadual a fazê-lo. O programa foi lançado em 2017 para incentivar a adoção de boas práticas de governança pelas companhias estatais, tais como transparência na prestação de informações,

segurança de controles internos, regras claras para composição da administração e alinhamento à rigorosa legislação das estatais e anticorrupção, entre outras.

A adesão ao Programa Destaque em Governança de Estatais é voluntária e, para a certificação, as companhias estatais devem, no momento da adesão, implementar as medidas obrigatórias ou optativas de governança corporativa previstas no programa.

A Companhia atendeu a todas as medidas obrigatórias requeridas e obteve 58 do total de 60 pontos das medidas optativas. Ela terá três anos para implementar as medidas de governança faltantes, quais sejam, eleger membros e divulgar atas do Comitê de Indicação e Avaliação.

Copel inaugura centro de operações e serviços mais moderno do Brasil

A Copel inaugurou no dia 29 de novembro de 2018 o Smart Copel, novo centro integrado de operações e serviços ao consumidor. Com quase 3 mil metros quadrados de construção, a unidade centraliza toda a operação da Companhia que era feita em cinco regiões do Estado e aplica o que há de mais avançado em tecnologia para atender o futuro do sistema elétrico, como redes inteligentes e sistemas de armazenamento e geração distribuída. O novo centro é mais uma medida na busca da melhoria da eficiência operacional.

Copel faz o melhor balanço contábil do setor elétrico

A Copel teve seu balanço consolidado de 2017, publicado pela Copel Holding em 2018, reconhecido como o melhor do setor elétrico brasileiro. A premiação ocorreu durante o 34º Encontro dos Contadores do Setor Elétrico – Enconsel. A premiação resulta de análise, pontuação e classificação elaboradas de forma independente pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Na ocasião, também foram premiadas as demonstrações financeiras da Copel Geração e Transmissão.

Copel Distribuição é eleita a melhor distribuidora do Brasil na avaliação dos consumidores

Pelo segundo ano consecutivo, a Copel Distribuição foi eleita a melhor distribuidora do País e da região Sul na avaliação do cliente, segundo o Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), em premiação realizada no dia 25 de fevereiro de 2019. O índice da Aneel é aferido por meio de pesquisa de opinião realizada com consumidores de todo o Brasil e revela a satisfação do consumidor com os serviços prestados a partir de uma série de critérios, tais como a qualidade percebida pelo cliente, relação custo-benefício dos serviços, satisfação geral e confiança no fornecedor.

**Copel entre as três melhores distribuidoras da América Latina**

A Copel ganhou o prêmio de terceira melhor distribuidora de energia da América Latina e Caribe. O anúncio foi realizado em 15 de novembro de 2018, em Buenos Aires, durante o encontro de executivos do setor no continente, promovido pela Comissão de Integração Energética Regional (CIER), que concede a premiação anualmente. O Prêmio CIER acontece desde 2003 e usa a mesma metodologia da Pesquisa da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia (Abradee), que reconheceu a Copel em 2017 como a melhor distribuidora do Brasil na avaliação do cliente, e em 2018 como a concessionária com a melhor qualidade de gestão. Nos últimos oito anos, a Copel foi considerada a melhor da América Latina em cinco oportunidades.

Copel é a melhor distribuidora entre Grandes Clientes

A Copel manteve, pela terceira vez consecutiva, o primeiro lugar entre as distribuidoras na pesquisa de Satisfação de Grandes Clientes promovida pela Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE). O resultado foi divulgado durante o Seminário de Melhores Práticas, em 23 de janeiro de 2019.

Copel ganha destaque como Melhor em Gestão no País

A Copel Distribuição ficou entre as quatro empresas destaque das organizações apontadas pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) como Melhores em Gestão. Pelo segundo ano consecutivo, foi a única empresa do setor elétrico a levar o título. A Copel Telecom também ficou entre os cases de sucesso, levando uma das posições de reconhecimento. A premiação, que aconteceu em 26 de fevereiro de 2019, em São Paulo, concede o título de Melhores em Gestão às empresas brasileiras que se destacam pela excelência nas práticas de gestão, consideradas nível classe mundial, ou seja, que se enquadram entre as corporações com preceitos de liderança que são espelho para o mundo.

Copel é a maior empresa do Paraná

No dia 20 de novembro de 2018, a Copel recebeu em Porto Alegre o prêmio de Maior Empresa do Paraná, no levantamento "500 Maiores do Sul", realizado pela Revista Amanhã. As empresas listadas entre as maiores foram selecionadas conforme informações públicas extraídas de seus balanços financeiros. O ranking da Amanhã é elaborado a partir de um indicador exclusivo criado pela consultoria PricewaterhouseCoopers e pela Revista, chamado "Valor Ponderado de Grandeza", que além do patrimônio líquido e da receita líquida, também considera o lucro das empresas.

2. Desempenho Econômico-Financeiro

As análises a seguir referem-se ao quarto trimestre de 2018 e ao acumulado do ano em comparação com o mesmo período de 2017.

2.1 Receita Operacional

No quarto trimestre de 2018, a receita operacional líquida totalizou R\$ 3.671,1 milhões, redução de 6,1% em relação aos R\$ 3.910,7 milhões apresentados no 4T17. Essa redução é efeito, principalmente, (i) do valor negativo de R\$ 55,0 milhões na linha de “resultados de ativos e passivos financeiros setoriais” no 4T18, ante R\$ 381,1 milhões positivos no 4T17, como consequência de menores custos com energia elétrica comprada para revenda devido, principalmente, ao menor déficit hidrológico (18,1% no 4T18 ante 30,7% no 4T17) e ao menor PLD médio no período (R\$ 158,24/MWh no 4T18 ante R\$ 398,09/MWh no 4T17); e (ii) da redução de 17,3% em “suprimento de energia elétrica”, pelo fato da UTE Araucária ter despachado 195,2 GWh no 4T17, enquanto no 4T18 não houve despacho.

Esses efeitos foram parcialmente compensados, principalmente, pelo crescimento de 17,4% com “fornecimento de energia elétrica”, em virtude do aumento de 6,1% no volume de energia vendida aos consumidores finais – destacando-se o consumo do mercado livre industrial da Copel GeT e Copel Com, sendo 26,0% maior que no 4T17 – e do reajuste tarifário da Copel Distribuição válido a partir de 24 de junho de 2018, que reajustou a tarifa de energia (TE) em 15,61%.

Destacam-se ainda:

- (i) crescimento de 69,4% na receita de “distribuição de gás canalizado”, em função, principalmente, do aumento de 44,6% no consumo de gás natural e do reajuste tarifário aplicado em 2018;
- (ii) adição de 43,2% em “outras receitas operacionais”, decorrente, em especial, do aumento de 51,3% na receita com arrendamentos e aluguéis de equipamentos e estruturas, principalmente devido a uma decisão judicial favorecendo a Copel Dis;
- (iii) incremento de 17,1% na “receita de telecomunicações” em virtude da ampliação do atendimento a novos clientes; e
- (iv) a linha “disponibilidade da rede elétrica” com melhoria de 1,4%, efeito, sobretudo, do crescimento de 1,8% no mercado fio e do reajuste tarifário da Copel Dis (com acréscimo de 16,42% na TUSD a partir de 24 de junho de 2018), parcialmente compensado pela queda na receita de TUST no trimestre em função de uma correção da Aneel nos cálculos da RBSE referente ao contrato nº 060/2001 e a redução de 50% da RAP no contrato nº 075/2001 conforme previsto em contrato.



	R\$ mil						
Demonstrativo da Receita	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var.% (4/5)
Fornecimento de energia elétrica	1.478.473	1.451.002	1.258.915	17,4	5.548.584	4.681.533	18,5
Suprimento de energia elétrica	727.210	839.217	879.843	(17,3)	2.765.916	3.176.354	(12,9)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	867.253	953.294	855.319	1,4	3.469.060	3.617.941	(4,1)
Receita de construção	332.656	302.801	276.191	20,4	1.097.313	868.001	26,4
Valor justo do ativo indenizável da concessão	15.506	9.134	48.655	(68,1)	47.499	57.080	(16,8)
Receita de telecomunicações	95.868	94.204	81.897	17,1	366.179	308.952	18,5
Distribuição de gás canalizado	160.505	164.763	94.745	69,4	557.186	454.815	22,5
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(54.983)	429.306	381.121	-	893.688	718.826	24
Outras receitas operacionais	48.655	65.405	33.978	43,2	189.355	141.071	34,2
Receita Operacional Líquida	3.671.143	4.309.126	3.910.664	(6,1)	14.934.780	14.024.573	6,5

No acumulado do ano, a receita operacional líquida aumentou 6,5%, reflexo, principalmente, do aumento de 172,0% de energia vendida a clientes livres pela Copel Comercialização e dos reajustes na tarifa de energia (TE) da Copel Distribuição em 10,28% e 15,61% em junho de 2017 e junho de 2018, respectivamente, impactando positivamente a receita de “fornecimento de energia elétrica”, que cresceu 18,5%. Destacam-se também, o incremento de 22,5% na receita com “distribuição de gás canalizado” e de 18,5% com “receita de telecomunicações”, em função do reajuste tarifário e da melhora de 2,9% no mercado de gás e da ampliação da base de clientes da Copel Telecom, respectivamente.

Esse crescimento foi parcialmente compensado, sobretudo, pela redução de (i) 12,9% na receita de “suprimento de energia elétrica”, face ao menor PLD médio (R\$ 287,62 em 2018 ante R\$ 318,15 em 2017) e pela UTE Araucária não ter despachado energia em 2018, enquanto que, em 2017, a usina comercializou 195,2 GWh; e (ii) 4,1% na linha de “disponibilidade de rede elétrica”, reflexo, principalmente, do reconhecimento, no 1T17, de R\$ 183,0 milhões decorrentes da remensuração dos ativos de transmissão referentes à RBSE no contrato de concessão nº 060/2001.

2.2 Custos e Despesas Operacionais

No 4T18, os custos e despesas operacionais reduziram 13,8%, totalizando R\$ 3.120,1 milhões, como consequência, principalmente, da queda de 22,8% na conta “energia elétrica comprada para revenda”, em virtude, sobretudo, (i) da melhora no cenário hidrológico, com GSF maior (de 81,9% no 4T18 ante 69,3% no 4T17) e menor PLD médio (R\$ 158,24/MWh no 4T18 ante R\$ 398,09/MWh no 4T17), e (ii) do menor montante de energia adquirido em contratos bilaterais, parcialmente compensado pela maior cotação do dólar no 4T18 (R\$ 3,81 ante R\$ 3,25 no 4T17) incidindo sobre a energia suprida por Itaipu.



	R\$ mil						
Energia Elétrica Comprada para Revenda	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var. % (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var. % (4/5)
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	584.181	807.522	680.750	(14,2)	2.599.345	2.693.976	(3,5)
Itaipu Binacional	323.218	352.447	278.214	16,2	1.272.177	1.117.957	13,8
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	266.815	939.119	537.740	(50,4)	1.850.021	1.766.091	4,8
Micro e mini geradores e recompra de clientes	5.637	3.838	1.478	281,4	12.373	3.892	217,9
Proinfa	57.005	57.522	54.389	4,8	228.295	217.646	4,9
Contratos bilaterais	276.944	312.715	348.770	(20,6)	928.741	766.803	21,1
(-) PIS/Pasep e Cofins	(129.732)	(163.934)	(109.065)	18,9	(529.774)	(400.915)	32,1
TOTAL	1.384.068	2.309.229	1.792.276	(22,8)	6.361.178	6.165.450	3,2

A redução nos custos também foi influenciada pelo menor montante registrado na linha de “provisões e reversões” (R\$ 35,2 milhões provisionados no 4T18 ante R\$ 268,4 milhões no 4T17) devido, em especial, à reversão de provisão de R\$ 92,7 milhões, referentes a uma ação de indenização a terceiros sobre supostos prejuízos causados pela implantação de empreendimento hidrelétrico, e pela redução 29,2% na provisão de litígios trabalhistas, parcialmente compensados pelo registro de R\$ 34,6 milhões em *impairment*, destacando-se a provisão de R\$ 58,3 milhões na usina de Colíder, como resultado da postergação de entrada em operação dessa usina, e a reversão de R\$ 32,8 milhões no Complexo Eólico Bento Miguel, efeito do aumento na expectativa de geração. A tabela a seguir apresenta os montantes relativos ao *impairment*.

	R\$ mil	
Ativo	Provisões (Reversões) para <i>impairment</i>	
	4T18	2018
Colíder	58.275	48.244
Cutia	1.015	(56.635)
Bento Miguel	(32.758)	(13.610)
Demais Usinas	9.375	7.839
Contas a receber vinculadas a indenização da concessão	(1.266)	(4.758)
Total	34.641	(18.920)

Os custos com PMSO, excetuando perdas estimadas, provisões e reversões, apresentaram crescimento de 3,8%, em função, sobretudo da provisão referente a desativações de infraestrutura de equipamentos em clientes da Copel Telecom ao longo do ano, impactando a linha de “outros custos e despesas operacionais”, parcialmente compensado pela redução de 9,9% na linha de “pessoal e administradores”, como consequência da reversão de R\$ 20,2 milhões relacionados aos funcionários que desistiram de se desligar da Companhia pelo PDI.

	R\$ mil						
Custos Gerenciáveis	4T18	3T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Pessoal e administradores	381.534	288.043	423.350	(9,9)	1.357.785	1.343.344	1,1
Planos previdenciário e assistencial	63.894	59.396	62.085	2,9	243.750	237.597	2,6
Material	21.396	23.576	24.290	(11,9)	81.757	83.124	(1,6)
Serviços de terceiros	150.517	141.213	136.023	10,7	572.227	521.515	9,7
Outros custos e despesas operacionais	120.914	94.866	65.399	84,9	342.713	413.950	(17,2)
TOTAL	738.255	607.094	711.147	3,8	2.598.232	2.599.530	(0,0)

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI (reversão de R\$ 20,2 milhões no 4T18 e provisão de R\$ 22,5 milhões no 4T17), os custos com pessoal mantiveram-se praticamente estáveis, com aumento de apenas 0,2%, inferior a inflação de 3,7% acumulada nos últimos 12 meses.

	R\$ mil						
Custo com Pessoal	4T18	3T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Pessoal e administradores	381.534	288.043	423.350	(9,9)	1.357.785	1.343.344	1,1
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	20.228	1.468	(22.462)	2,9	(89.518)	(53.468)	2,6
TOTAL	401.762	289.511	400.888	0,2	1.268.267	1.289.876	(1,7)

Destacam-se ainda as seguintes variações:

- (i) redução de 99,0% nos custos com “matéria-prima e insumos para produção de energia” pelo fato da UTE Araucária não ter despachado energia no 4T18, enquanto que no 4T17 a usina gerou de 195,2 GWh;
- (ii) crescimento de 46,9% na rubrica “encargos de uso da rede elétrica”, reflexo, principalmente, do efeito da decisão da CCEE, no 4T17, em repassar o excedente de recursos acumulados na conta CONER ao mercado (com efeito na linha de ESS), além dos maiores custos com encargos de uso do sistema – rede básica, devido ao reajuste na TUST em junho de 2018 e do reajuste da tarifa de transmissão da energia de Itaipu; e

	R\$ mil						
Encargos de uso da rede elétrica	4T18	3T18	4T17	Var.%	2018	2017	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Encargos de uso do sistema	287.339	249.178	243.821	17,8	1.077.595	779.311	38,3
Encargos de transporte de Itaipu	51.627	54.765	50.960	1,3	203.318	147.284	38,0
Encargo de Energia de Reserva - EER	-	-	-	-	58.426	-	-
Encargos dos serviços do sistema - ESS	37.196	(65.527)	(33.330)	(211,6)	(26.025)	(129.484)	(79,9)
(-) PIS / Pasep e Cofins sobre encargos de uso da rede elétrica	(38.596)	(23.481)	(31.679)	21,8	(136.534)	(85.081)	60,5
TOTAL	337.566	214.935	229.772	46,9	1.176.780	712.030	65,3

- (iii) aumento de 100,7% em "gás natural e insumos para operação de gás", efeito, principalmente, da variação cambial e do aumento de 44,6% no consumo de gás natural.



	R\$ mil						
Custos e Despesas Operacionais	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var.% (4/5)
Energia elétrica comprada para revenda	1.384.068	2.309.229	1.792.276	(22,8)	6.361.178	6.165.450	3,2
Encargos de uso da rede elétrica	337.566	214.935	229.772	46,9	1.176.780	712.030	65,3
Pessoal e administradores	381.534	288.043	423.350	(9,9)	1.357.785	1.343.344	1,1
Planos previdenciário e assistencial	63.894	59.396	62.085	2,9	243.750	237.597	2,6
Material	21.396	23.576	24.290	(11,9)	81.757	83.124	(1,6)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	754	639	74.970	(99,0)	19.729	97.360	(79,7)
Gás natural e insumos para operação de gás	123.687	129.495	61.628	100,7	412.618	309.542	33,3
Serviços de terceiros	150.517	141.213	136.023	10,7	572.227	521.515	9,7
Depreciação e amortização	194.631	187.384	182.208	6,8	749.179	731.599	2,4
Provisões e reversões	35.201	55.811	268.352	(86,9)	306.697	365.539	(16,1)
Custo de construção	305.893	267.494	297.771	2,7	1.052.208	1.003.881	4,8
Outros custos e despesas operacionais	120.914	94.866	65.399	84,9	342.713	413.950	(17,2)
TOTAL	3.120.055	3.772.081	3.618.124	(13,8)	12.676.621	11.984.931	5,8

Em 2018, os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 12.676,6 milhões, representando um aumento de 5,8%. Os principais motivos que explicam essa variação são (a) o incremento de 65,3% em “encargos de uso da rede elétrica”, efeito, sobretudo, dos maiores gastos com encargos de uso do sistema – rede básica, devido ao reajuste na TUST em junho de 2018 e de 2017 (quando a indenização referente aos ativos relacionados à RBSE passou a incorporar a RAP, sendo que em 2018 o impacto foi sobre o ano inteiro); (b) o acréscimo de 3,2% nos custos com “energia elétrica comprada para revenda”, decorrente, em especial, (i) da compra de 4.101 GWh por parte da Copel Comercialização em 2018 (ante 2.644 GWh em 2017), e (ii) pela maior cotação do dólar em 2018 (R\$ 3,86 ante R\$ 3,19 em 2017) incidindo sobre a energia suprida por Itaipu; e (c) o crescimento de 33,3% nos gastos com gás natural em função do crescimento de mercado da Compagas.

2.3 Resultado de Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial demonstra os ganhos e perdas nos investimentos realizados nos empreendimentos controlados em conjunto e nas coligadas da Copel e é apresentado na tabela abaixo.

	R\$ mil						
Empresa	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var. % (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var. % (4/5)
Empreendimentos controlados em conjunto	1.728	57.704	44.236	(96,1)	112.723	91.978	22,6
Dominó Holdings	-	-	(2)	-	-	(568)	-
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	(963)	2.483	(1.278)	(24,6)	(3.964)	(565)	601,6
Paraná Gás Exploração e Produção S.A.	-	-	(7)	-	(3)	(34)	(91,2)
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	-	821	618	-	3.041	(2.566)	-
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	-	2.326	2.169	-	6.971	(9.537)	-
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	-	226	(6.783)	-	1.161	(5.009)	-
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	(439)	3.948	827	-	5.034	(4.020)	-
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	(366)	6.904	721	-	9.238	(8.852)	-
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	17.394	10.331	26.862	(35,2)	50.411	57.376	(12,1)
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	21.775	4.358	6.752	222,5	35.321	25.377	39,2
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	(26.455)	3.896	5.064	-	(16.510)	17.020	-
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	(31.655)	7.858	4.484	-	(2.541)	19.477	-
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	22.437	14.553	4.809	366,6	24.564	3.879	533,3
Coligadas	9.120	3.452	2.722	235,0	23.165	9.761	137,3
Dona Francisca Energética S.A.	2.545	2.451	2.411	5,6	9.989	8.876	12,5
Foz do Chopim Energética Ltda.	6.599	1.000	378	1.645,8	13.214	6.645	98,9
Dominó Holdings Ltda. ¹	(17)	5	4	-	(15)	4	-
Outras ²	(7)	(4)	(71)	(90,1)	(23)	(5.764)	(99,6)
TOTAL	10.848	61.156	46.958	(76,9)	135.888	101.739	33,6

2.4 EBITDA

No 4T18, o lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização atingiu R\$ 756,6 milhões, 45,0% maior que os R\$ 521,7 milhões registrados no 4T17. Esse aumento é explicado, principalmente, (i) pela melhoria nas condições hidrológicas no último trimestre de 2018 em relação a 2017, sendo que o GSF médio ficou em 81,9% (ante 69,3% no 4T17) e o PLD médio foi de R\$ 158,24/MWh (ante R\$ 398,09/MWh no 4T17); (ii) pelo menor montante registrado em provisões e reversões (R\$ 35,2 milhões provisionados no 4T18 ante R\$ 268,4 milhões no 4T17), em virtude, principalmente, da reversão para litígios cíveis e administrativos, no total de R\$ 80,7 milhões, e pela redução 29,2% na provisão de litígios trabalhistas; e (iii) pelo aumento de 6,1% no volume de energia vendida aos consumidores finais, o qual elevou a receita de “fornecimento de energia elétrica”.

Esses crescimento foi parcialmente compensado pela (i) redução de 17,3% na linha de suprimento de energia elétrica, pelo fato da UTE Araucária ter despachado 195,2 GWh no 4T17, enquanto no 4T18 não houve despacho, e (ii) pelo aumento de 35,2% com encargos de uso da rede elétrica, reflexo, principalmente, do efeito da decisão da CCEE, no 4T17, em repassar o excedente de recursos acumulados na conta CONER ao

mercado (com efeito na linha de ESS), além dos maiores custos com encargos de uso do sistema – rede básica, devido ao reajuste na TUST em junho de 2018 e do reajuste da tarifa de transmissão da energia de Itaipu.

O EBITDA também foi impactado por eventos não recorrentes, destacando-se reversão de R\$ 92,7 milhões referentes a uma ação de indenização a terceiros sobre supostos prejuízos causados pela implantação de empreendimento hidrelétrico. Desconsiderando os efeitos extraordinários, o EBITDA ajustado do 4T18 seria de R\$ 692,7 milhões, 0,6% superior ao registrado no mesmo período do ano anterior, enquanto que no acumulado do ano seria R\$ 3.086,3 milhões, crescimento de 9,8% em relação a 2017.

Ainda, excluindo os efeitos do resultado da equivalência patrimonial, o EBITDA ajustado do 4T18 seria de R\$ 681,9 milhões, montante 6,3% acima dos R\$ 641,2 milhões do 4T17. Já no acumulado do ano, o EBITDA seria R\$ 2.945,4 milhões, aumento de 8,9%.

A tabela a seguir apresenta os itens considerados no cálculo do EBITDA ajustado.

	R\$ milhões					
EBITDA Ajustado	4T18 (1)	4T17 (2)	Var.% (1/2)	2018 (3)	2017 (4)	Var.% (3/4)
EBITDA	756,6	521,7	45,0	3.143,2	2.873,0	9,4
(-)/+ Remensuração do ativo financeiro RBSE	-	-	-	-	(183,0)	-
(-)/+ Resultado do IRT 2018	-	-	-	(36,7)	-	-
(-)/+ PECLD adicional à cobertura tarifária	8,8	5,7	54,4	22,9	40,6	(43,6)
(-)/+ Impairment	34,6	(25,7)	(234,6)	(18,9)	(122,8)	(84,6)
(-)/+ Reversão de provisão	(92,7)	(42,8)	-	(92,7)	(59,5)	-
(-)/+ Provisão para PDI	(20,2)	22,5	(189,8)	69,3	53,5	29,5
(-)/+ Provisões para litígios ¹	5,6	235,5	-	96,4	237,5	-
(-)/+ Crédito Tributário - Pasep	-	-	-	(25,1)	-	-
(-) Ressarcimento Fornecedores Brisa	-	-	-	(72,1)	-	-
(-)/+ Resultado da alienação de investimento - Sanepar	-	(28,7)	-	-	(28,7)	-
EBITDA Ajustado	692,7	688,2	0,6	3.086,3	2.810,6	9,8
(-)/+ Equivalência Patrimonial	(10,8)	(47,0)	(77,0)	(135,9)	(101,7)	33,6
EBITDA Ajustado sem Equivalência Patrimonial	681,9	641,2	6,3	2.950,4	2.708,9	8,9

¹ Litígio referente a três ações trabalhistas coletivas, sendo de R\$21,5 milhões no 3T18, R\$ 45,1 milhões no 2T18 e R\$ 24,2 milhões no 1T18.

2.5 Resultado Financeiro

No 4T18, o resultado financeiro foi negativo em R\$ 137,6 milhões, ante os R\$ 230,5 milhões negativos no 4T17. O resultado reflete a melhoria de 10,7% nas receitas financeiras, em virtude, principalmente, da atualização da CVA, e da redução de 20,0% com despesas financeiras, principalmente pelo menor montante dispendido na linha de “PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio” em razão do menor montante de JSCP recebido pela Copel Holding de suas subsidiárias.



Esses efeitos foram parcialmente compensados pela menor renda e variação monetária sobre repasse CRC, em decorrência da variação do IGP-DI no período (-1,33% no 4T18 ante 1,65% no 4T17).

	4T18	3T18	4T17	Var%	2018	2017	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Receitas Financeiras	168.972	184.565	152.706	10,7	813.915	699.310	16,4
Renda e variação monetária sobre repasse CRC	24.962	63.674	48.746	(48,8)	214.627	141.923	51,2
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	27.666	18.687	36.022	(23,2)	98.841	114.523	(13,7)
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	64.755	60.862	63.134	2,6	226.050	191.554	18,0
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	-	-	(15.760)	-	-	-	-
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	401	646	(5.995)	-	1.047	10.813	(90,3)
Remuneração de ativos e passivos setoriais	15.637	11.263	(523)	-	43.966	20.493	114,5
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	19.850	513	(742)	-	24.658	17.777	38,7
Reconhecimento de crédito tributário	-	-	-	-	55.096	-	-
Outras receitas financeiras	15.701	28.920	27.824	(43,6)	149.630	202.227	(26,0)
Despesas Financeiras	(306.558)	(310.451)	(383.166)	(20,0)	(1.251.965)	(1.447.750)	(13,5)
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	(224.118)	(211.462)	(227.839)	(1,6)	(871.397)	(993.970)	(12,3)
Variação monetária e reversão de juros sobre contas a pagar vinculadas à concessão - UBP	(10.468)	(28.731)	(16.355)	(36,0)	(94.319)	(65.418)	44,2
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	(3.097)	(21.619)	(4.975)	-	(50.203)	(12.264)	309,4
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	(13.636)	-	(45.196)	(69,8)	(13.636)	(45.196)	(69,8)
Remuneração de ativos e passivos setoriais	(1.461)	(1.487)	(8.126)	(82,0)	(23.747)	(29.622)	(19,8)
Juros sobre P&D e PEE	(6.890)	(6.316)	(6.585)	4,6	(25.407)	(34.345)	(26,0)
Variação monetária sobre repasse CRC	(25.830)	-	-	-	(25.830)	(51.211)	(49,6)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos financeiros	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas financeiras	(21.058)	(40.836)	(74.090)	(71,6)	(147.426)	(215.724)	(31,7)
Resultado Financeiro	(137.586)	(125.886)	(230.460)	(40,3)	(438.050)	(748.440)	(41,5)

2.6 Lucro Líquido Consolidado

No 4T18, a Copel registrou lucro líquido de R\$ 390,8 milhões, montante quase 3 vezes superior aos R\$ 133,3 milhões apresentados no mesmo período de 2017.

Já no acumulado de 2018, o lucro líquido aumentou 29,1%, fechando o período em R\$ 1.444,0 milhões.



2.7 Demonstração do Resultado Consolidado – DRE

	R\$ mil						
Demonstração do Resultado	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var.% (4/5)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.671.143	4.309.126	3.910.664	(6,1)	14.934.780	14.024.573	6,5
Fornecimento de energia elétrica	1.478.473	1.451.002	1.258.915	17,4	5.548.584	4.681.533	18,5
Suprimento de energia elétrica	727.210	839.217	879.843	(17,3)	2.765.916	3.176.354	(12,9)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	867.253	953.294	855.319	1,4	3.469.060	3.617.941	(4,1)
Receita de construção	332.656	302.801	276.191	20,4	1.097.313	868.001	26,4
Valor justo do ativo indenizável da concessão	15.506	9.134	48.655	(68,1)	47.499	57.080	(16,8)
Receita de Telecomunicações	95.868	94.204	81.897	17,1	366.179	308.952	18,5
Distribuição de gás canalizado	160.505	164.763	94.745	69,4	557.186	454.815	22,5
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(54.983)	429.306	381.121	-	893.688	718.826	24,3
Outras receitas operacionais	48.655	65.405	33.978	43,2	189.355	141.071	34,2
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(3.120.055)	(3.772.081)	(3.618.124)	(13,8)	(12.676.621)	(11.984.931)	5,8
Energia elétrica comprada para revenda	(1.384.068)	(2.309.229)	(1.792.276)	(22,8)	(6.361.178)	(6.165.450)	3,2
Encargos de uso da rede elétrica	(337.566)	(214.935)	(229.772)	46,9	(1.176.780)	(712.030)	65,3
Pessoal e administradores	(381.534)	(288.043)	(423.350)	(9,9)	(1.357.785)	(1.343.344)	1,1
Planos previdenciário e assistencial	(63.894)	(59.396)	(62.085)	2,9	(243.750)	(237.597)	2,6
Material	(21.396)	(23.576)	(24.290)	(11,9)	(81.757)	(83.124)	(1,6)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(754)	(639)	(74.970)	(99,0)	(19.729)	(97.360)	(79,7)
Gás natural e insumos para operação de gás	(123.687)	(129.495)	(61.628)	100,7	(412.618)	(309.542)	33,3
Serviços de terceiros	(150.517)	(141.213)	(136.023)	10,7	(572.227)	(521.515)	9,7
Depreciação e amortização	(194.631)	(187.384)	(182.208)	6,8	(749.179)	(731.599)	2,4
Provisões e reversões	(35.201)	(55.811)	(268.352)	(86,9)	(306.697)	(365.539)	(16,1)
Custo de construção	(305.893)	(267.494)	(297.771)	2,7	(1.052.208)	(1.003.881)	4,8
Outros custos e despesas operacionais	(120.914)	(94.866)	(65.399)	84,9	(342.713)	(413.950)	(17,2)
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	10.848	61.156	46.958	(76,9)	135.888	101.739	33,6
LUCRO ANTES DO RESULTADO FIN. E TRIBUTOS	561.936	598.201	339.498	65,5	2.394.047	2.141.381	11,8
RESULTADO FINANCEIRO	(137.586)	(125.886)	(230.460)	(40,3)	(438.050)	(748.440)	(41,5)
Receitas financeiras	168.972	184.565	152.706	10,7	813.915	699.310	16,4
Despesas financeiras	(306.558)	(310.451)	(383.166)	(20,0)	(1.251.965)	(1.447.750)	(13,5)
LUCRO OPERACIONAL	424.350	472.315	109.038	289,2	1.955.997	1.392.941	40,4
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(33.532)	(111.312)	24.235	-	(511.993)	(274.686)	86,4
Imposto de Renda e Contribuição Social	63.187	(201.875)	89.879	(29,7)	(580.065)	(379.943)	52,7
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(96.719)	90.563	(65.644)	47,3	68.072	105.257	(35,3)
LUCRO LÍQUIDO	390.818	361.003	133.273	193,2	1.444.004	1.118.255	29,1
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	372.789	354.789	74.149	402,8	1.407.063	1.033.626	36,1
Atribuído aos acionistas não controladores	18.029	6.214	59.124	(69,5)	36.941	84.629	-
LAJIDA	756.567	785.585	521.706	45,0	3.143.226	2.872.980	9,4



3. Principais Contas e Variações do Balanço Patrimonial

A seguir descrevemos as principais contas e variações observadas no Balanço Patrimonial em relação a dezembro de 2017. Informações adicionais podem ser obtidas nas Notas Explicativas de nosso ITR.

3.1 Principais Contas

Caixa, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários

Em 31 de dezembro de 2018, as disponibilidades das subsidiárias integrais e controladas da Copel (caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) totalizaram R\$ 2.292,7 milhões, montante 82,0% superior aos R\$ 1.259,7 milhões registrados em dezembro de 2017. Tais recursos estavam aplicados, majoritariamente, em Certificados de Depósitos Bancários (CDBs) e operações compromissadas. Essas aplicações são remuneradas entre 75% e 101% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

Repasse CRC ao 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\$ 1.197,4 milhões, 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 de janeiro de 2005 e as demais com vencimentos subsequentes e consecutivos.

O Estado do Paraná solicitou à Companhia e o Conselho de Administração aprovou em 16 de junho de 2016, condicionado à anuência do Ministério da Fazenda, a Novação do Termo de Ajuste da CRC, que contempla: (i) no período de abril a dezembro de 2016, carência total dos pagamentos de principal e juros; e (ii) de janeiro a dezembro de 2017, carência somente do valor principal, porém com pagamentos dos juros mensais. As demais cláusulas seriam mantidas, inclusive a manutenção dos índices de correção e juros atualmente vigentes, não afetando, desta forma, o valor presente líquido global do referido contrato.

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram em 31.10.2017 o quinto termo aditivo. O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos das parcelas mensais de juros previstas até dezembro de 2017. Encerrado o período de carência, o Estado do Paraná vem cumprido rigorosamente os pagamentos nas condições contratadas, restando 76 parcelas mensais. O saldo atual da CRC é de R\$ 1.445,0 milhões.

**Ativos e Passivos Financeiros Setoriais**

A partir de 31 de dezembro de 2014, a Copel Distribuição passou a reconhecer os ativos e/ou passivos financeiros setoriais em suas demonstrações contábeis em decorrência da alteração no contrato de concessão, que garante que os valores residuais de itens da Parcela A e outros componentes financeiros não recuperados ou devolvidos via tarifa serão incorporados, ou descontados, no cálculo da indenização de ativos não amortizados ao término da concessão. Em 31 de dezembro de 2018, a Companhia possuía um ativo líquido de R\$ 582,3 milhões. Mais detalhes em nossa ITR (NE nº 9).

Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Essa conta refere-se a créditos a receber relacionados aos contratos de concessão da atividade de geração, transmissão, distribuição de energia elétrica e distribuição de gás natural. Os montantes são relativos (a) à bonificação de outorga paga em virtude do leilão envolvendo a Usina Governador Parigot de Souza - UHE GPS, arrematada pela Copel GeT em 25 de novembro de 2015 (R\$ 625,8 milhões), (b) aos investimentos em infraestrutura e remuneração financeira que não foram ou não serão recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão (R\$ 783,0 milhões), (c) aos valores a receber dos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, em decorrência do reconhecimento dos efeitos da Portaria MME nº 120 e da homologação, por parte da Aneel, do resultado da fiscalização do laudo de avaliação desses ativos (R\$ 753,8 milhões), (d) ao contrato de concessão de distribuição de gás – Compagas (R\$ 322,3 milhões) e (e) ao contrato de concessão de geração de energia elétrica em decorrência do vencimento das concessões da UHE GPS e UHE Mourão I (R\$ 65,8 milhões). Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da conta totalizou R\$ 2.550,7 milhões. Mais detalhes em nossa ITR (NE nº 10).

Ativos de Contrato

Com a entrada em vigor, em 1º de janeiro de 2018, do CPC 47/IFRS 15, que trouxe o conceito “ativos de contrato”, que representam os direitos ao recebimento condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho de operar e manter a infraestrutura e não mais somente pela passagem do tempo (conceito de “ativo financeiro”), a Companhia alterou a classificação para ativos de contrato da parte referente aos ativos de concessão de distribuição de energia elétrica, de distribuição de gás canalizado e de transmissão de energia elétrica, passando a classificar como ativo de contrato as obras de distribuição de energia elétrica e gás canalizado durante o período de construção (reclassificação de intangível em curso para ativos de contrato) e alterou a classificação para ativos de contrato da parte referente aos ativos RBSE homologados para recebimento após o primeiro ciclo de RAP que iniciou em julho de 2017.



Em 31 de dezembro de 2018, o saldo da conta totalizou R\$ 3.433,2 milhões. Mais detalhes em nossa ITR (NE nº 11).

Investimento, Imobilizado e Intangível

O saldo na conta “investimentos” apresentou diminuição de 7,4% até 31 de dezembro de 2018, reflexo principalmente do efeito dos novos CPCs, particularmente do CPC 47/IFRS 15 (NE nº 4.18.3), com o saldo do ativo financeiro das controladas em conjunto passando a ser classificado, em 1º de janeiro de 2018, como “ativo de contrato”, com redução em sua mensuração no valor de R\$ 200,6 milhões, bem como da celebração, em 30 de agosto de 2018, do Contrato de Permuta de Ações entre a Copel GeT e a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste, Marumbi, e Transmissora Sul Brasileira de Energia. Com esse contrato, a Copel GeT passou a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi e a Eletrosul a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira, resultando na mudança de classificação (R\$ 36,7 milhões na Costa Oeste e R\$ 92,3 milhões na Marumbi) e baixa (R\$ 65,5 milhões na Transmissora Sul Brasileira) desses investimentos. Este resultado foi parcialmente compensado pelos aumentos da equivalência patrimonial e dos aportes registrados no período.

A conta “imobilizado” cresceu 10,3% em função da entrada de novos ativos, conforme o programa de investimentos da Companhia, líquido da cota de depreciação do período. Já a conta “intangível” apresentou diminuição de 6,6% devido principalmente aos efeitos da adoção inicial do CPC 47/IFRS 15, em 1º de janeiro de 2018, com o saldo de obras em andamento sendo transferido para “ativos de contrato” (NE nº 11.1).



3.2 Balanço Patrimonial – Ativo

	R\$ mil				
Ativo	dez/18 (1)	set/18 (2)	dez/17 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
CIRCULANTE	6.677.846	5.626.758	5.701.834	18,7	17,1
Caixa e equivalentes de caixa	1.948.409	857.862	1.040.075	127,1	87,3
Títulos e Valores Mobiliários	124.862	1.380	1.341	-	-
Cauções e depósitos vinculados	203	73.795	59.372	(99,7)	(99,7)
Clientes	2.944.091	3.076.031	2.733.240	(4,3)	7,7
Dividendos a receber	76.672	61.316	80.815	25,0	(5,1)
Repasse CRCao Estado do Paraná	190.876	186.701	167.109	2,2	14,2
Ativos Financeiros Setoriais	421.184	408.091	171.609	3,2	145,4
Contas a receber vinculadas à concessão	53.177	134.640	149.744	(60,5)	(64,5)
Ativos de contrato	85.019	-	-	-	-
Outros créditos	363.250	391.938	409.351	(7,3)	(11,3)
Estoques	116.285	116.842	110.559	(0,5)	5,2
Imposto de Renda e Contribuição Social	152.157	109.730	501.685	38,7	(69,7)
Outros tributos correntes a recuperar	160.842	174.984	198.232	(8,1)	(18,9)
Despesas antecipadas	40.819	33.219	39.867	22,9	2,4
Partes Relacionadas	-	229	38.835	-	-
NÃO CIRCULANTE	29.252.254	29.324.619	27.460.543	(0,2)	6,5
Realizável a Longo Prazo	10.014.260	9.506.554	8.607.626	5,3	16,3
Títulos e Valores Mobiliários	219.434	220.911	218.322	(0,7)	0,5
Outros investimentos temporários	19.511	18.543	18.727	5,2	4,2
Cauções e depósitos vinculados	89.555	90.775	75.665	(1,3)	18,4
Clientes	162.915	186.658	261.082	(12,7)	(37,6)
Repasse CRCao Estado do Paraná	1.254.166	1.324.237	1.349.253	(5,3)	(7,0)
Depósitos judiciais	528.290	574.559	582.529	(8,1)	-
Ativos Financeiros Setoriais	257.635	478.374	171.609	(46,1)	50,1
Contas a receber vinculadas à concessão	2.497.514	4.977.814	4.429.237	(49,8)	(43,6)
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	-	73.419	-	-	-
Ativos de contrato	3.348.211	-	-	-	-
Outros créditos	228.894	201.733	149.416	13,5	53,2
Imposto de renda e contribuição social	166.384	83.853	176.480	98,4	(5,7)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	1.007.061	1.044.565	915.492	(3,6)	10,0
Outros tributos correntes a recuperar	231.400	211.902	116.974	9,2	97,8
Despesas antecipadas	3.290	4.945	12.684	(33,5)	(74,1)
Partes Relacionadas	-	14.266	130.156	-	-
Investimentos	2.368.234	2.497.182	2.570.643	(5,2)	(7,9)
Imobilizado	10.840.663	10.736.928	9.829.450	1,0	10,3

3.3 Endividamento

Dívida Bruta

O total da dívida consolidada da Copel somava R\$ 11.565,4 milhões em 31 de dezembro de 2018, aumento de 17,6% em comparação com os R\$ 9.830,5 milhões registrados em 2017. Esse aumento reflete, principalmente, a 7ª emissão de debêntures da Copel Holding (R\$ 600,0 milhões), a 4ª (R\$ 1,0 bilhão) e 5ª emissões (R\$ 290 milhões) de debêntures simples da Copel GeT, a 4ª emissão de debêntures simples da Copel Dis (R\$ 1,0 bilhão) e os financiamentos obtidos junto ao BNDES para o Complexo Eólico Cutia e para a UHE Baixo Iguaçu, parcialmente compensadas pelas amortizações do período.

Em 31 de dezembro de 2018, o endividamento bruto da Companhia representava 70,8% do patrimônio líquido consolidado, o qual era de R\$ 16.336,2 milhões, equivalente a R\$ 59,69 por ação (Valor Patrimonial por Ação – VPA). A composição dos saldos de empréstimos, financiamentos e debêntures está demonstrada na tabela a seguir:

		R\$ mil	
		Total	Composição %
Moeda Nacional	Eletrobras - COPEL	21.579	0,2
	FINEP	10.572	0,1
	BNDES	2.208.920	19,1
	Banco do Brasil S/A e outros	1.129.663	9,8
	Debêntures e Notas Promissórias	8.089.953	69,9
	Total	11.460.687	99,1
Moeda Estrangeira	Tesouro Nacional	104.751	0,9
	Total	104.751	0,9
TOTAL		11.565.438	100,0

A seguir demonstramos o vencimento das parcelas dos empréstimos, financiamentos e debêntures:

		R\$ mil						
	Curto Prazo	Longo Prazo						Total
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	A partir de 2025	
Moeda Nacional	3.296.823	1.553.459	2.135.158	1.778.258	972.800	312.803	1.411.386	11.460.687
Moeda Estrangeira	1.105	-	-	-	-	103.646	-	104.751
TOTAL	3.297.928	1.553.459	2.135.158	1.778.258	972.800	416.449	1.411.386	11.565.438

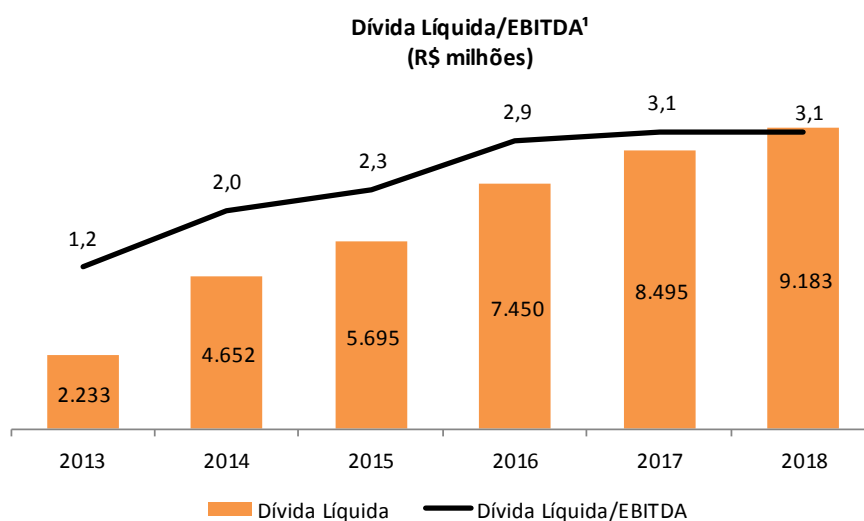
Avais e Garantias

Até 31 de dezembro de 2018, a Companhia concedeu R\$ 1.578,8 milhões em avais e garantias, conforme tabela a seguir.

	R\$ mil				
Avais e Garantias ¹	dez/18 (1)	set/18 (2)	dez/17 (3)	Var.% (1/2)	Var.% (1/3)
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	35.843	35.843	35.039	-	2,3
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	58.797	58.797	57.328	-	2,6
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.	381.776	381.776	372.833	-	2,4
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A.	191.133	191.133	206.502	-	(7,4)
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	353.205	353.205	352.652	-	0,2
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	169.966	169.966	169.564	-	0,2
Cantareira Transmissora de Energia S.A.	257.101	257.101	215.204	-	19,5
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	131.014	131.014	129.018	-	1,5
TOTAL	1.578.835	1.578.835	1.538.140	-	2,6

¹ Proporcional à participação da Copel nos empreendimentos.

A dívida líquida consolidada da Copel (empréstimos, financiamentos e debêntures, menos disponibilidades) e a relação Dívida Líquida/EBITDA são demonstradas no gráfico a seguir:



Dívida por Subsidiária

A tabela a seguir apresenta a dívida bruta e a dívida líquida das subsidiárias:

	R\$ mil					
	GeT	DIS	Telecom	Holding	Outras	Total
Dívida Total	5.431.508	2.176.701	429.486	2.441.465	1.086.278	11.565.438
Disponibilidade	571.317	724.982	19.208	458.074	608.679	2.382.260
Dívida Líquida	4.860.191	1.451.719	410.278	1.983.391	477.599	9.183.178

Contas a pagar vinculadas à concessão

Utilização do Bem Público

Refere-se aos encargos de outorga de concessão pela Utilização do Bem Público (UBP) incorridos a partir da assinatura do contrato de concessão do empreendimento até a data final da concessão.

R\$ mil					
Mauá	Colíder	Baixo Iguaçu	PCHs ¹	Elejor	Total
16.709	23.864	7.412	47	536.131	584.163

¹Referente às PCHs Cavernoso, Apucarantina, Chaminé e Derivação do Rio Jordão.

Provisões para Litígios

A Companhia responde por diversos processos judiciais perante diferentes tribunais e instâncias. A Administração da Copel, fundamentada na opinião de seus assessores legais, mantém provisão para litígios sobre as causas cuja probabilidade de perda é considerada provável. Os saldos das provisões para litígios são os seguintes:

R\$ mil					
Perdas Prováveis - Consolidado	dez/18 (1)	set/18 (2)	dez/17 (3)	Var % (1/2)	Var % (1/3)
Fiscais	157.097	155.418	138.541	1,1	13,4
Trabalhistas	612.782	604.813	475.631	1,3	28,8
Benefícios a Empregados	85.199	85.228	89.438	(0,0)	(4,7)
Cíveis	732.691	812.579	742.554	(9,8)	(1,3)
Cíveis e direito administrativo	492.934	581.837	527.613	(15,3)	(6,6)
Serviços de passagem	118.147	111.465	110.936	6	6,5
Desapropriações e patrimoniais	116.401	114.070	95.627	2,0	21,7
Consumidores	5.209	5.207	8.378	0,0	(37,8)
Ambientais	3.531	2.015	1.584	75,2	122,9
Regulatórias	73.473	69.562	64.316	5,6	14,2
TOTAL	1.664.773	1.729.615	1.512.064	(3,7)	10,1

As causas classificadas como perdas possíveis (aquelas que não são provisionadas no balanço), estimadas pela Companhia e suas controladas, totalizaram R\$ 3.066,3 milhões ao final de dezembro de 2018, montante 1,8% menor que o registrado em dezembro de 2017 (R\$ 3.123,5 milhões). As perdas estão compostas por ações das seguintes naturezas: cíveis (R\$ 1.292,2 milhões); fiscais (R\$ 588,5 milhões); regulatórias (R\$ 866,8 milhões); trabalhistas (R\$ 299,7 milhões); e benefícios a empregados (R\$ 19,1 milhões).



3.4 Balanço Patrimonial - Passivo

	R\$ mil				
Passivo	dez/18	set/18	dez/17	Var.%	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/2)	(1/3)
CIRCULANTE	6.695.114	7.288.336	6.109.914	(8,1)	9,6
Obrigações sociais e trabalhistas	284.179	393.517	313.967	(27,8)	(9,5)
Fornecedores	1.419.243	2.143.297	1.683.577	(33,8)	(15,7)
Imposto de renda e contribuição social	197.949	237.799	86.310	(16,8)	129,3
Outras obrigações fiscais	451.433	438.239	345.487	3,0	30,7
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.297.928	3.305.895	2.416.728	(0,2)	36,5
Dividendo mínimo obrigatório a pagar	375.675	18.244	288.981	-	30,0
Benefícios pós-emprego	58.478	53.539	53.225	9,2	9,9
Encargos do consumidor a recolher	79.872	116.911	150.025	(31,7)	(46,8)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	270.429	232.776	282.766	16,2	(4,4)
Contas a pagar vinculadas à concessão	67.858	67.487	62.624	0,5	8,4
Passivos financeiros setoriais líquidos	-	-	192.819	-	-
Outras contas a pagar	192.070	165.466	121.405	16,1	58,2
Provisões para litígios	-	115.166	112.000	-	-
NÃO CIRCULANTE	12.898.772	11.130.035	11.541.960	15,9	11,8
Fornecedores	49.956	30.503	43.469	63,8	14,9
Imposto de renda e contribuição social diferidos	157.420	118.199	156.630	33,2	0,5
Outras Obrigações fiscais	796.732	802.892	809.576	(0,8)	(1,6)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	8.267.510	6.642.199	7.413.755	24,5	11,5
Benefícios pós-emprego	910.285	845.020	812.878	7,7	12,0
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	322.306	343.356	249.709	(6,1)	29,1
Contas a pagar vinculadas à concessão	516.305	522.764	492.330	(1,2)	4,9
Passivos financeiros setoriais líquidos	96.531	95.069	90.700	1,5	6,4
Outras contas a pagar	116.954	115.584	72.849	1,2	60,5
Provisões para litígios	1.664.773	1.614.449	1.400.064	3,1	18,9
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	16.336.214	16.533.006	15.510.503	(1,2)	5,3
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	16.032.925	16.225.940	15.207.842	(1,2)	5,4
Capital Social	7.910.000	7.910.000	7.910.000	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	785.610	841.355	895.601	(6,6)	(12,3)
Reserva legal	914.751	844.398	844.398	8,3	8,3
Reserva de retenção de lucros	6.422.564	5.557.843	5.557.843	15,6	15,6
Lucros acumulados	-	1.072.344	-	-	-
Atribuível aos acionistas não controladores	303.289	307.066	302.661	(1,2)	0,2
TOTAL	35.930.100	34.951.377	33.162.377	2,8	8,3

4. Desempenho das Principais Empresas

4.1 Copel Geração e Transmissão

A Copel GeT apresentou EBITDA de R\$ 512,2 milhões no 4T18, 4,5 vezes maior que os R\$ 114,7 milhões do 4T17. Esse desempenho reflete, sobretudo, (a) a redução de 85,1% na conta “energia elétrica comprada para revenda”, efeito, principalmente, da (i) melhora no cenário hidrológico com GSF de 81,9% no 4T18 (ante 69,3% no 4T17) e menor PLD médio (R\$ 158,24/MWh no 4T18 ante R\$ 398,09/MWh no 4T17), e (ii) do menor montante de energia adquirido em contratos bilaterais; (b) a reversão de R\$ 31,0 milhões na linha de “provisões e reversões” (ante R\$ 185,1 milhões provisionados no 4T17), efeito da reversão de provisão para litígios cíveis e administrativos, no montante de R\$ 92,7, milhões referente a uma ação de indenização a terceiros pela implantação de empreendimento hidrelétrico, parcialmente compensado pelo registro de R\$ 61,3 milhões para *impairment*, destacando-se a provisão de R\$ 58,3 milhões na usina de Colíder, como resultado da postergação de entrada em operação dessa usina; e (c) os efeitos da revisão tarifária aplicada a partir de junho de 2017 às transmissoras que a Copel GeT possui participação, impactando negativamente na linha de equivalência patrimonial no 4T17, ante o efeito positivo do reajuste tarifário de junho de 2018.

Esses efeitos foram parcialmente compensados, principalmente, pela redução de 25,5% na linha “disponibilidade da rede elétrica (TUST)” em decorrência dos reajustes e revisões tarifárias e pelo aumento de 43,0% nos custos com “encargos de uso da rede elétrica” em função da provisão dos encargos da rede de transmissão disponibilizada para a UHE Colíder.

Ainda, os custos gerenciáveis, excetuando perdas estimadas, provisões e reversões, e taxas referentes à utilização de recursos hídricos, apresentaram redução de 14,1% e refletem, basicamente, a reversão de provisão de R\$ 9,0 milhões relacionada aos funcionários que desistiram de se desligar da Companhia pelo PDI.

	R\$ mil						
Custos Gerenciáveis	4T18	3T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Pessoal e administradores	92.755	76.275	107.694	(13,9)	347.365	318.438	9,1
Planos previdenciário e assistencial	16.071	15.181	15.685	2,5	61.204	58.521	4,6
Material	4.265	4.435	3.625	17,7	16.038	16.129	(0,6)
Serviços de terceiros	29.581	23.305	30.185	(2,0)	115.009	110.285	4,3
Outros custos e despesas operacionais	(3.140)	15.481	5.298	(159,3)	32.641	32.264	-
TOTAL	139.531	134.677	162.487	(14,1)	572.257	535.637	6,8

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI (reversão de R\$ 9,0 milhões no 4T18 e provisão de R\$ 8,6 milhões no 4T17), os custos com pessoal aumentaram 2,7% em comparação com o 4T17, mantendo-se inferior a inflação de 3,7% acumulada nos últimos 12 meses.

Earnings Release 4T18

	R\$ mil						
Custo com Pessoal	4T18	3T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Pessoal e administradores	92.755	76.275	107.694	(13,9)	347.365	318.438	9,1
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	9.047	-	(8.582)	(205,4)	(19.812)	(13.661)	45,0
TOTAL	101.802	76.275	99.112	2,7	327.553	304.777	7,5

O lucro líquido foi de R\$ 310,8 milhões no quarto trimestre de 2018, montante 3,8 vezes superior aos R\$ 80,8 milhões registrados no 4T17.

	R\$ mil						
Principais Indicadores	4T18	3T18	4T17	Var.%	2018	2017	Var.%
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	847,9	885,2	824,4	2,9	3.465,8	3.409,9	1,6
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(417,7)	(744,3)	(760,8)	(45,1)	(2.032,2)	(2.116,0)	(4,0)
Resultado Operacional (R\$ milhões)	353,0	212,9	(53,4)	-	1.251,4	892,6	40,2
Lucro Líquido (R\$ milhões)	249,4	194,5	80,8	208,7	900,8	739,0	21,9
EBITDA (R\$ milhões)	512,2	363,0	114,7	346,7	1.875,1	1.632,7	14,8
Margem Operacional	41,6%	24,0%	0,0%	-	36,1%	26,2%	37,9
Margem Líquida	29,4%	22,0%	9,8%	200,2	26,0%	21,7%	19,9
Margem EBITDA	60,4%	41,0%	13,9%	334,3	54,1%	47,9%	13,0
Programa de Investimento (R\$ milhões)	230,1	129,2	327,2	(29,7)	729,3	1.071,3	(31,9)

Em 2018, o EBITDA da Copel GeT cresceu 14,8% em função, principalmente, do crescimento de 168,2% na receita com equivalência patrimonial face aos efeitos da revisão tarifária aplicada, a partir de junho de 2017, às transmissoras que a Copel GeT possui participação, impactando negativamente na linha de equivalência patrimonial em 2017, ante o efeito positivo do reajuste tarifário de junho de 2018. Destaca-se também o menor montante registrado na linha provisões e reversões em 2018.

Excetuando os efeitos extraordinários relacionados a seguir, o EBITDA da Copel GeT apresentou crescimento de 41,0% no 4T18 e de 9,0% em 2018.

	R\$ milhões					
LAJIDA Ajustado	4T18	4T17	Var.%	2018	2017	Var.%
	(1)	(2)	(1/2)	(3)	(4)	(3/4)
LAJIDA	512,2	114,7	346,7	1.875,1	1.632,7	14,8
(-)/+ Remensuração do ativo financeiro RBSE	-	-	-	-	(183,0)	-
(-)/+ Impairment	29,6	96,2	-	(23,9)	12,0	(299,2)
(-)/+ Provisão para PDI	(9,0)	8,6	-	19,9	13,7	-
(-)/+ Provisão para litígios	(92,7)	92,7	-	(89,7)	92,7	-
(-) Ressarcimento Fornecedores Brisa	-	-	-	(72,1)	-	-
LAJIDA Ajustado	440,1	312,2	41,0	1.709,3	1.568,1	9,0

4.2 Copel Distribuição

A Copel Distribuição registrou EBITDA de R\$ 175,9 milhões no 4T18, montante 58,6% superior aos R\$ 110,9 milhões registrados no 4T17. Esse resultado é consequência, especialmente, do reajuste de 16,42% na TUSD, válido a partir de 24 de junho de 2018, que, alinhado ao crescimento de 1,8% do mercado fio, contribuiu para o aumento de 2,6% na linha de “disponibilidade da rede elétrica”.

Além disso, os custos gerenciáveis, excetuando perdas de crédito, provisões e reversões, reduziram 6,8% em relação ao 4T17 em virtude, principalmente, da (i) queda de 7,3% nos custos com pessoal e administradores, refletindo a reversão de provisão de R\$ 8,0 milhões relacionados aos funcionários que desistiram de se desligar da Companhia pelo PDI, parcialmente compensada pelo reajuste salarial de outubro de 2018, (ii) economia nos custos com comunicação, processamento e transmissão de dados, impactando a linha de “serviços de terceiros”, e (iii) redução de 18,3% na linha de “material”, relacionada basicamente a menores gastos com combustível e peças para veículos.

	R\$ mil						
Custos Gerenciáveis	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var. % (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var. % (4/5)
Pessoal e administradores	247.668	177.010	267.143	(7,3)	837.728	822.963	1,8
Planos previdenciário e assistencial	41.622	39.326	40.177	3,6	159.842	154.285	3,6
Material	15.305	17.637	18.731	(18,3)	60.379	60.320	0,1
Serviços de terceiros	83.124	78.729	89.069	(6,7)	339.400	347.393	(2,3)
Outros custos e despesas operacionais	29.548	30.391	32.390	(8,8)	143.867	157.921	(8,9)
TOTAL	417.266	343.093	447.510	(6,8)	1.541.215	1.542.882	(0,1)

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI (reversão de R\$ 8,0 milhões no 4T18 e provisão de R\$ 12,2 milhões no 4T17), os custos com pessoal se mantiveram praticamente estáveis em relação ao mesmo período do ano anterior, apresentando crescimento de apenas 0,3%. Nesse período, a inflação acumulada foi de 3,7% e houve reajuste salarial de 3,97% em outubro de 2018. Assim, houve redução real de custos nessa linha em função da diminuição no quadro empregados. Nos últimos 12 meses, houve redução de 382 empregados na Copel Distribuição.

	R\$ mil						
Custo com Pessoal	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var. % (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var. % (4/5)
Pessoal e administradores	247.668	177.010	267.143	(7,3)	837.728	822.963	1,8
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	8.031	1.033	(12.215)	-	(41.566)	(29.188)	42,4
TOTAL	255.699	178.043	254.928	0,3	796.162	793.775	0,3

Destaca-se ainda a redução de 22,7% em “perdas de crédito, provisões e reversões”, devido, basicamente, aos menores montantes provisionados para litígios trabalhistas no 4T18.

O lucro líquido no 4T18 foi de R\$ 126,7 milhões, 96,0% superior aos R\$ 64,7 milhões registrados no mesmo período de 2017.

	R\$ mil						
Principais Indicadores	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var.% (4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	2.345,4	2.942,5	2.605,6	(10,0)	9.972,4	9.358,7	6,6
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(2.247,2)	(2.757,4)	(2.566,0)	(12,4)	(9.474,5)	(9.071,4)	4,4
Resultado Operacional (R\$ milhões)	141,3	190,9	40,6	247,6	525,0	324,4	61,9
Lucro Líquido (R\$ milhões)	126,7	125,4	64,7	96,0	376,8	347,3	8,5
EBITDA (R\$ milhões)	175,9	261,0	110,9	58,6	799,6	573,1	39,5
Margem Operacional	6,0%	6,5%	1,6%	286,2	5,3%	3,5%	51,9
Margem Líquida	5,4%	4,3%	2,5%	117,7	3,8%	3,7%	1,8
Margem EBITDA	7,5%	8,9%	4,3%	76,2	8,0%	6,1%	30,9
Programa de Investimento (R\$ milhões)	234,0	217,2	192,4	21,6	696,0	630,4	10,4

Em 2018 a Copel Distribuição apresentou um EBITDA de R\$ 799,5 milhões, desempenho 39,5% maior que o registrado em 2017. Esse desempenho foi impactado, essencialmente, pelo crescimento do mercado, pelo reajuste tarifário da distribuidora e pelo esforço para redução dos custos gerenciáveis. Tal melhoria foi parcialmente compensada pelo aumento de 18,8% nas provisões, como consequência de ações trabalhistas coletivas.

Excetuando os efeitos extraordinários relacionados a seguir, o EBITDA da Copel Distribuição seria de R\$ 176,7 milhões no 4T18, 14,1% superior aos R\$ 154,9 milhões apresentados no 4T17. Já em 2018, o EBITDA seria de R\$ 893,1 milhões, montante 34,2% superior ao registrado em 2017 (R\$ 665,7 milhões).

R\$ milhões						
LAIJA Ajustado	4T18 (1)	4T17 (2)	Var.% (1/2)	2018 (3)	2017 (4)	Var.% (3/4)
LAIJA	175,9	110,9	58,6	799,5	573,1	39,5
(-)/+ Resultado do IRT 2018	-	-	-	(54,7)	-	-
(-)/+ PECLD adicional à cobertura tarifária	8,8	5,7	54,4	22,9	40,6	(43,6)
(-)/+ Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	(8,0)	12,2	-	41,6	29,2	42,5
(-)/+ Provisão para litígios¹	-	26,1	(100,0)	83,8	22,8	267,5
LAIJA Ajustado	176,7	154,9	14,1	893,1	665,7	34,2

No comparativo com o EBITDA regulatório (R\$ 1,0 bilhão), o desempenho reportado foi 23,4% menor, em função dos custos gerenciáveis ainda estarem acima da cobertura tarifária. Destacam-se o PECLD de R\$ 22,9 milhões acima da cobertura tarifária e o registro de R\$ 83,8 milhões em ações trabalhistas coletivas e R\$ 41,6 milhões com provisões para o Programa de Demissão Incentivada.

Desconsiderando tais efeitos, o EBITDA ajustado ficaria em R\$ 893,1 milhões, ou seja, 16,8% aquém do regulatório.

Frisa-se que os esforços realizados para reduzir a diferença entre o EBITDA regulatório e o realizado têm apresentado resultado e o “gap” diminuiu de 86% em 2016 para 23% em 2018.

4.3 Copel Telecomunicações

A Copel Telecom registrou um EBITDA negativo de R\$ 4,2 milhões no 4T18, reflexo, sobretudo, da provisão de R\$ 36,0 milhões referentes a desativações de infraestrutura de equipamentos em clientes da Copel Telecom ao longo do ano, parcialmente compensada pela redução de 34,7% na linha “pessoal e administradores”.

Considerando os efeitos das desativações citadas, os custos gerenciáveis, excetuando outras provisões e reversões, totalizaram R\$ 99,4 milhões no 4T18, crescimento de 36,2% em relação ao 4T17.

	R\$ mil						
Custos Gerenciáveis	4T18	3T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Pessoal e administradores	22.248	17.315	34.047	(34,7)	92.472	107.874	(14,3)
Planos previdenciário e assistencial	3.242	3.098	3.961	(18,1)	13.892	14.800	(6,1)
Material	535	407	1.152	(53,6)	1.763	2.978	(40,8)
Serviços de terceiros	24.879	23.929	18.807	32,3	91.126	67.612	34,8
Outros custos e despesas operacionais	48.539	13.062	15.041	222,7	86.145	41.589	107,1
TOTAL	99.444	57.811	73.008	36,2	285.399	234.853	21,5

Desconsiderando o efeito da provisão para indenização relacionada ao PDI, os custos com pessoal e administradores apresentaram queda de 24,3% em comparação com o 4T17 e refletem, basicamente, a política salarial aplicada a partir de outubro de 2017 e a redução de empregados do quadro de pessoal em razão de uma reestruturação interna, com a transferência de 137 empregados para outras subsidiárias, e do Plano de Demissão Incentivada. Com isso, o quadro de pessoal apresentou redução de 171 empregados nos últimos 12 meses.

	R\$ mil						
Custo com Pessoal	4T18	3T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
Pessoal e administradores	22.248	17.315	34.047	(34,7)	92.472	107.874	(14,3)
(-) Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	1.971	-	(2.057)	-	(4.054)	(5.813)	(30,3)
TOTAL	24.219	17.315	31.990	(24,3)	88.418	102.061	(13,4)

Desconsiderando os eventos extraordinários, o EBITDA da Copel Telecom no 4T18 ficou negativo em R\$ 6,2 milhões, ante os R\$ 25,9 milhões positivos do 4T17.



Earnings Release 4T18

R\$ milhões						
EBITDA Ajustado	4T18 (1)	4T17 (2)	Var.% (1/2)	2018 (3)	2017 (4)	Var.% (3/4)
EBITDA	(4,2)	23,9	-	110,4	133,7	(17,4)
+ Provisão p/ indenização por demissões voluntárias	(2,0)	2,0	-	4,0	5,8	(31,0)
+ Provisão para litígios	-	-	-	4,0	-	-
EBITDA Ajustado	(6,2)	25,9	-	118,4	139,5	(15,1)

No 4T18 a Copel Telecom registrou prejuízo de R\$ 12,3 milhões, em função, basicamente, da provisão pela desativação de infraestrutura de equipamentos em clientes em 2018.

A tabela a seguir apresenta os principais indicadores da Copel Telecom.

R\$ mil							
Principais Indicadores	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var.% (4/5)
Receita Operacional Líquida (R\$ milhões)	105,9	103,4	100,3	5,6	421,4	380,6	10,7
Custos e Despesas Operacionais (R\$ milhões)	(129,3)	(74,3)	(87,2)	48,4	(369,2)	(286,4)	28,9
Resultado Operacional (R\$ milhões)	(28,0)	21,9	6,7	-	27,3	75,3	(63,8)
Lucro Líquido (R\$ milhões)	(12,8)	14,6	8,1	-	24,4	54,1	(54,8)
LAJIDA (R\$ milhões)	(4,2)	43,9	23,9	-	110,4	133,7	(17,4)
Margem Operacional	-26,5%	21,2%	6,7%	-	6,5%	19,8%	(67,3)
Margem Líquida	-12,1%	14,1%	8,1%	-	5,8%	14,2%	(59,2)
Margem LAJIDA	-3,9%	42,4%	23,9%	-	26,2%	35,1%	(25,4)
Programa de Investimento (R\$ milhões)	89,3	91,1	62,6	42,7	309,4	241,1	28,3

Em 2018, o EBITDA da Copel Telecom alcançou R\$ 110,4 milhões, queda de 17,4% em comparação com o desempenho registrado em 2017. Enquanto o lucro líquido apresentou queda de 54,8%, totalizando R\$ 24,4 milhões.



4.4 Informações Contábeis

Na tabela a seguir apresentamos informações contábeis do final de dezembro de 2018 referentes às principais participações da Copel:

	R\$ mil			
Participações - dez/18	Ativo Total	Patrimônio Líquido ¹	Rec. Oper. Líquida	Lucro Líquido
Controladas (Consolida com Copel)				
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	675.286	434.617	588.532	59.618
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.	652.175	53.977	293.942	76.331
UEG Araucária Ltda	436.137	370.662	524	(75.855)
Controladas em Conjunto (Equivalência Patrimonial)				
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	261.951	152.324	25.129	10.273
Cantareira Transmissora S.A.	1.443.693	648.005	195.441	50.131
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP Sul) S.A.	1.295.670	728.450	181.665	72.082
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	465.800	264.661	42.379	18.857
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.	2.166.972	966.592	514.591	(5.070)
Matrinchã Transmissora de Energia (TP Norte) S.A.	2.199.434	1.373.911	272.103	102.878
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	1.574.846	655.449	(14.331)	(67.390)
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	227.867	225.651	-	(8.088)
Coligadas (Equivalência Patrimonial)				
Dona Francisca Energética S.A.	134.141	126.549	70.716	43.368
Foz do Chopim Energética Ltda	106.736	23.000	46.479	36.941

* Valores sujeitos a arredondamentos.



5. Programa de Investimentos

A tabela a seguir apresenta o programa de investimentos realizados em 2018 e o previsto para 2019, o qual foi revisado pelo Conselho de Administração, sendo a última alteração na 184ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, com aumento de R\$26,2 milhões para o valor originalmente previsto para SPE Mata de Santa Genebra Transmissão.

Subsidiária / SPE	R\$ milhões		
	Realizado 2018	Realizado 4T18	Previsto 2019 ¹
Copel Geração e Transmissão	729,3	230,1	794,8
UHE Colíder	117,3	22,4	59,3
UHE Baixo Iguaçu ²	77,4	20,7	18,1
LT Curitiba Leste-Blumenau	198,7	64,7	196,1
LT Araraquara-Taubaté	59,2	1,5	-
SE Bateias	16,9	7,6	11,3
SPE Mata de Santa Genebra Transmissão ²	48,0	48,0	55,4
PCH Bela Vista	14,8	14,8	113,6
SPE Uirapuru	-	-	133,0
Outros	196,9	50,3	207,9
Copel Distribuição	696,0	234,0	835,0
Copel Telecomunicações	309,4	89,3	290,2
Copel Comercialização	0,2	0,2	0,7
Holding	2,8	2,8	1,3
Cutia Empreendimentos Eólicos	781,3	108,3	59,2
Outros^{2,3}	50,7	4,5	12,4
Total	2.569,7	669,2	1.993,5

¹ Orçamento de capital originalmente aprovado pelo Conselho de Administração na 184ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, sendo atualizado na 186ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração, com aumento de R\$26,2 milhões para o valor originalmente previsto para SPE Mata de Santa Genebra Transmissão. Não considera apropriação de mão de obra própria, encargos e outros.

² Referente à participação da Copel no Empreendimento.

³ Inclui Copel Renováveis, São Bento Energia, Copel Brisa Potiguar, SPE Voltaia São Miguel do Gostoso, SPE Paraná Gás e SPE Dois Saltos.

6. Mercado de Energia e Tarifas

6.1 Mercado Cativo – Copel Distribuição

A venda de energia para o mercado cativo da Copel Distribuição totalizou 4.892 GWh no 4T18, crescimento de 0,6%. Esse resultado foi influenciado pelo aumento do consumo das classes residencial e comercial, devido, principalmente ao incremento no número de consumidores.

A tabela a seguir apresenta o comportamento do mercado cativo por classe de consumo:

	Nº de consumidores			Energia vendida (GWh)					
	dez/18	dez/17	Var. %	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Residencial	3.754.598	3.682.009	2,0	1.825	1.784	2,3	7.238	7.126	1,6
Industrial	73.070	76.328	(4,3)	731	756	(3,3)	2.935	3.254	(9,8)
Comercial	400.209	389.844	2,7	1.169	1.143	2,3	4.652	4.651	0,0
Rural	352.074	354.829	(0,8)	542	556	(2,4)	2.288	2.257	1,4
Outros	57.853	57.483	0,6	625	626	(0,2)	2.481	2.455	1,0
Mercado Cativo	4.637.804	4.560.493	1,7	4.892	4.865	0,6	19.594	19.743	(0,8)

Para mais detalhes acesse o Comunicado ao Mercado – RI 05/19 ([link](#)).

6.2 Mercado Fio (TUSD)

O mercado fio da Copel Distribuição, composto pelo mercado cativo, pelo suprimento a concessionárias e permissionárias dentro do Estado do Paraná e pela totalidade dos consumidores livres existentes na sua área de concessão, apresentou crescimento de 1,8% no consumo de energia no 4T18, conforme apresentado na tabela a seguir.

	Nº de consumidores / Contratos			Energia vendida (GWh)					
	dez/18	dez/17	Var. %	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Mercado Cativo	4.637.804	4.560.493	1,7	4.892	4.865	0,6	19.594	19.743	(0,8)
Concessionárias e Permissionárias ¹	7	6	16,7	199	198	0,3	790	784	0,7
Consumidores Livres ²	1.121	991	13,1	2.458	2.352	4,5	9.568	8.873	7,8
Mercado Fio	4.638.932	4.561.490	1,7	7.549	7.415	1,8	29.952	29.400	1,9

¹ O volume de energia referente ao período de 2017 foi ajustado para refletir a migração de consumidores para o mercado livre dentro da área de concessão das concessionárias e permissionárias.

² Total de consumidores livres atendidos pela Copel GeT, Copel Comercialização e por outros fornecedores dentro da área de concessão da Copel Distribuição.

O resultado observado é reflexo, principalmente, do crescimento de 4,5% no consumo do mercado livre no 4T18, em função da melhora da produção industrial do Paraná – crescimento de 1,7% e 0,3% em outubro e novembro, respectivamente, na comparação com os mesmos meses de 2017. Os setores que mais contribuíram para o aumento do consumo de energia foram os de fabricação (i) de produtos alimentícios, (ii) de papel e celulose, e (iii) de produtos químicos.

6.3 Fornecimento de Energia Elétrica

O fornecimento de energia elétrica da Copel, que representa o volume de energia vendido aos consumidores finais e é composto pelas vendas no mercado cativo da Copel Distribuição e pelas vendas no mercado livre da Copel Geração e Transmissão e da Copel Comercialização, registrou crescimento de 6,1% entre outubro e dezembro de 2018.

A tabela a seguir apresenta o fornecimento de energia aberto por classe de consumo:

Classe	Mercado	Energia vendida (GWh)					
		4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Residencial		1.825	1.784	2,3	7.238	7.126	1,6
	Total	2.244	1.957	14,7	8.641	7.689	12,4
Industrial	Cat vivo	731	756	(3,3)	2.935	3.254	(9,8)
	Livre	1.513	1.201	26,0	5.706	4.435	28,7
	Total	1.261	1.201	5,0	4.979	4.847	2,7
Comercial	Cat vivo	1.169	1.143	2,3	4.652	4.651	0,0
	Livre	92	58	59,7	327	196	66,6
Rural		542	556	(2,4)	2.288	2.257	1,4
Outros		625	626	(0,2)	2.481	2.455	1,0
Fornecimento de Energia		6.497	6.124	6,1	25.627	24.374	5,1

6.4 Total de Energia Vendida¹

O total de energia vendida pela Copel, composto pelas vendas da Copel Distribuição, da Copel Geração e Transmissão, dos Complexos Eólicos e da Copel Comercialização em todos os mercados, atingiu 10.944 GWh no quarto trimestre de 2018, representando um crescimento de 9,4%. A tabela a seguir apresenta as vendas totais de energia da Copel, segmentadas entre Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Parques Eólicos e Copel Comercialização:

	Nº de consumidores / contratos			Energia vendida (GWh)					
	dez/18	dez/17	Var. %	4T18	4T17	Var. %	2018	2017	Var. %
Copel DIS									
Mercado Cativo	4.637.804	4.560.493	1,7	4.892	4.865	0,6	19.594	19.743	(0,8)
Concessionárias e Permissionárias	3	3	-	57	130	(56,1)	279	521	(46,4)
CCEE (MCP)	-	-	-	219	27	711,1	983	1.530	(35,8)
Total Copel DIS	4.637.807	4.560.496	1,7	5.168	5.022	2,9	20.856	21.794	(4,3)
Copel GeT									
CCEAR (Copel DIS)	3	1	200,0	28	24	16,9	92	87	5,8
CCEAR (outras concessionárias)	74	27	174,1	256	218	17,5	876	837	4,7
Consumidores Livres	53	52	1,9	1.029	1.001	2,8	3.960	3.861	2,6
Contratos Bilaterais (Copel Comercialização)	7	1	600,0	791	5	-	2.422	27	8.870,4
Contratos Bilaterais ¹	48	36	33,3	1.563	2.243	(30,3)	6.373	8.477	(24,8)
CCEE (MCP) ²	-	-	-	-	-	-	845	1.402	(39,7)
Total Copel GeT	185	117	58,1	3.667	3.491	5,0	14.568	14.691	(0,8)
Complexos Eólicos									
CCEAR (outras concessionárias)	112	112	-	213	213	-	840	840	-
CER	9	3	200,0	79	90	(12,7)	335	357	(6,3)
Total Parques Eólicos	121	115	5	292	303	(3,8)	1.175	1.197	(1,9)
Copel Comercialização									
Consumidores Livres	292	139	110,1	600	258	132,4	2.096	771	172,0
Contratos Bilaterais	130	53	145,3	1.201	920	30,5	4.403	1.882	133,9
CCEE (MCP)	-	-	-	17	8	112,5	26	18	41,1
Total Copel Comercialização	422	192	119,8	1.818	1.186	53,3	6.525	2.671	144,3
Total Copel Consolidado	4.638.535	4.560.920	1,7	10.944	10.002	9,4	43.123	40.353	6,9

Obs.: Não considera a energia disponibilizada através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia).

¹ Inclui Contratos de Venda no Curto Prazo.

² Garantia Física alocada no período, após impacto do GSF.

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica / CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado / MCP: Mercado de Curto Prazo / CER: Contrato de Energia de Reserva.

¹ Esse item pode apresentar saldo diferente do que foi publicado no Comunicado ao Mercado RI 05/19, por efeito das recontabilizações da CCEE.

6.5 Fluxos de Energia

Fluxo de Energia – Copel Dis

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel Dis	2018	2017	Var. %
Itaipu	5.726	5.934	(3,5)
CCEAR – Copel Geração e Transmissão	92	87	5,5
CCEAR – Outras	10.691	9.860	8,4
CCEE (MCP)	34	215	(84,2)
Angra	1.009	1.023	(1,3)
CCGF	6.520	7.271	(10,3)
Proinfa	493	514	(4,1)
Elejor S.A	1.186	1.186	- 0
Disponibilidade	25.751	26.091	(1,3)
Mercado cativo	19.594	19.743	(0,8)
Concessionárias e Permissionárias ¹	226	402	(43,8)
Suprimento concessionária CCEE ²	53	118	(55,2)
Cessões MCSD EN ³	1.418	980	44,7
CCEE (MCP)	983	1.530	(35,7)
Perdas e diferenças	3.477	3.317	4,8
Rede básica	445	455	(2,2)
Distribuição	2.734	2.505	9,1
Alocação de contratos no CG	298	357	(16,4)

¹ Suprimento de energia a concessionárias e permissionárias com mercado próprio inferior a 500GWh/ano

² Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR

³ Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova

Fluxo de Energia – Copel GeT

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel GeT	2018	2017	Var. %
Geração Própria (líquida de perdas)	18.029	19.583	(12,6)
Dona Francisca	141	141	-
Copel Comercialização	180	628	(49,4)
Outros	0	287	-
Disponibilidade Total	18.350	20.638	(6,9)
Contratos Bilaterais	6.211	8.427	(24,6)
Contratos Bilaterais (Copel Comercialização)	2.422	27	-
Contratos CBR ¹	162	50	542,1
Consumidores Livres	3.960	3.861	2,5
CCEAR – COPEL Distribuição	92	87	1,6
CCEAR – Outras	876	837	0,2
Entrega/ Cessão MRE	4.413	6.103	(37,2)
CCEE (MCP) - líquida de compras	213	1.246	(73,5)

¹ Contratos Bilaterais Regulados



Fluxo de Energia – Parques Eólicos

	GWh		
Fluxo de Energia - São Bento Energia	2018	2017	Var. %
Geração Própria	355	293	21,2
Disponibilidade Total	355	293	21,2
CCEAR – Outras	383	383	-
Perdas e diferenças	(28)	(90)	(68,9)

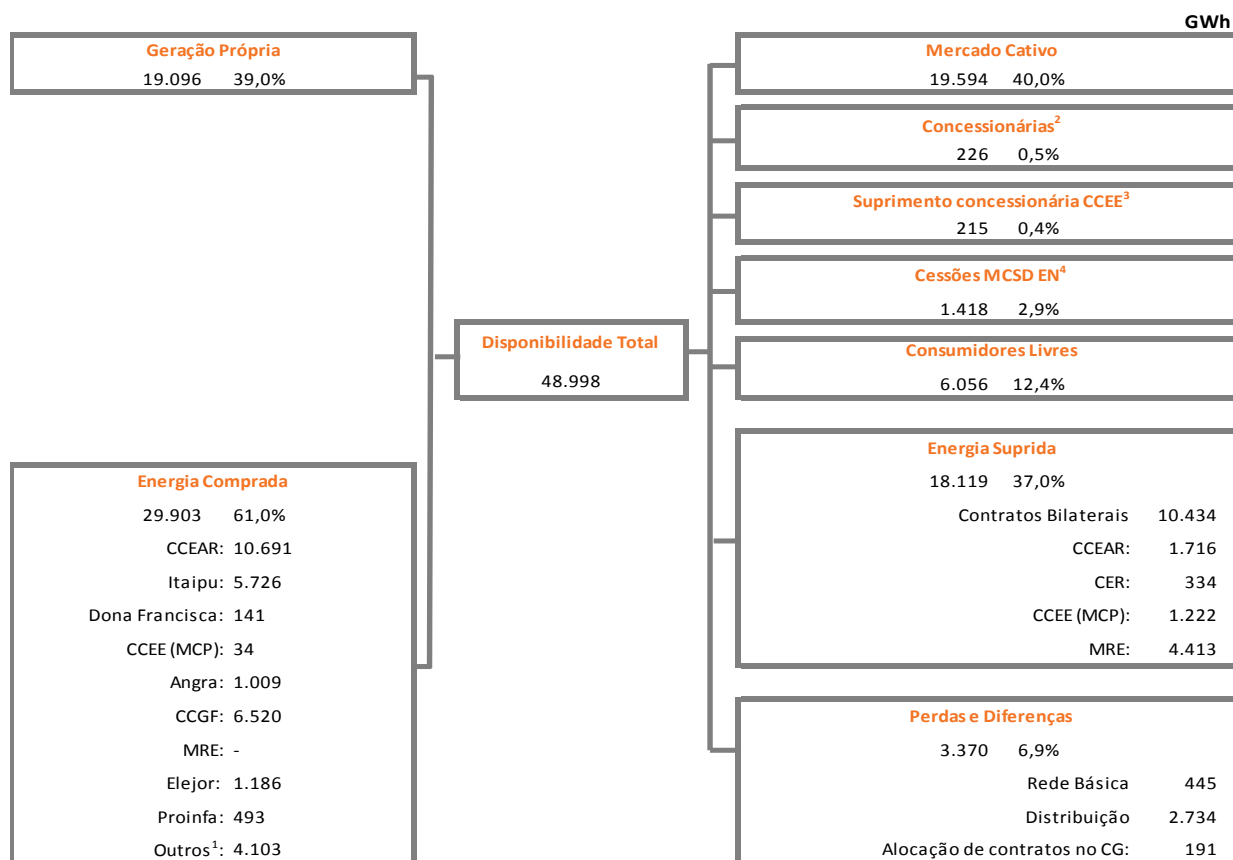
	GWh		
Fluxo de Energia - Brisa Potiguar	2018	2017	Var. %
Geração Própria	708	696	1,7
Disponibilidade Total	708	696	1,7
CCEAR – Outras	457	457	(0,1)
CER	329	357	(7,7)
Perdas e diferenças	(78)	(117)	(33,6)

	GWh		
Fluxo de Energia - Cutia	2018	2017	Var. %
Geração Própria	4	0	-
Disponibilidade Total	4	0	-
CER	5	0	-
Perdas e diferenças	(1)	0	-

Fluxo de Energia – Copel Comercialização

	GWh		
Fluxo de Energia - Copel Com	2018	2017	Var. %
Copel GeT	2.422	27	-
Outros	4.101	2.644	55,1
CCEE (MCP)	2	-	-
Disponibilidade Total	6.525	2.671	144,3
Consumidores Livres	2.096	771	171,9
Contratos Bilaterais	4.223	1.254	236,8
Contratos Bilaterais (Copel GeT)	180	628	(71,3)
CCEE (MCP)	26	18	44,4

Fluxo de Energia Consolidado (Jan a Dez 2018)



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.

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

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

⁴Cessão MCSD EN - Cessão 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).

6.6 Tarifas

Tarifas médias de Suprimento de Energia (CCEARs) – Copel Geração e Transmissão

Tarifas	Quantidade MW médio	R\$ / MWh				
		dez/18 (1)	set/18 (2)	jun/18 (3)	Var. % (1/2)	Var. % (1/3)
Copel Geração e Transmissão	108	171,76	217,97	214,19	(21,2)	(19,8)
Leilão – CCEAR 2011 - 2040 (UHE Mauá)	100	217,91	216,72	212,99	0,5	2,3
Leilão – CCEAR 2013 - 2042 (Cavernoso II)	8	239,06	232,99	229,94	2,6	4,0
Leilão - CCEAR 2015 - 2044 (UHE Colíder)	-	166,50	164,82	162,98	1,0	2,2
Copel Distribuição						
Concessionárias no Estado do Paraná	26	298,69	306,03	255,85	(2,4)	16,7
Total / Tarifa Média Ponderada de Suprimento	134	191,89	236,12	224,60	(18,7)	(14,6)

Com PIS/COFINS. Líquida de ICMS.

Para o ano de 2018, a energia de Colíder foi submetida ao MCSD de Energia Nova.

Tarifas Médias de Compra de Energia – Copel Distribuição

Tarifas*	Quantidade MW médio	R\$ / MWh				Var. % (1/3)
		dez/18 (1)	set/18 (2)	jun/18 (3)	Var. % (1/2)	
Itaipu ¹	615,0	234,49	264,94	258,62	(11,5)	(9,3)
Leilão 2010 - H30	71,1	225,11	224,80	219,34	0,1	2,6
Leilão 2010 - T15 ²	55,0	134,42	215,85	261,87	(37,7)	(48,7)
Leilão 2011 - H30	58,6	232,18	232,01	226,43	0,1	2,5
Leilão 2011 - T15 ²	54,2	181,04	348,34	188,56	(48,0)	(4,0)
Leilão 2012 - T15 ²	107,5	204,62	320,91	246,71	(36,2)	(17,1)
Leilão CCEAR 2014 - 2019 ³	109,1	157,85	499,74	518,26	(68,4)	(69,5)
Leilão CCEAR 2014 - 2019 ⁴	-	-	-	-	-	-
Leilão 2016 - T20 ²	14,0	161,57	161,30	161,30	0,2	0,2
Angra	115,2	243,33	251,45	251,45	(3,2)	(3,2)
CCGF ⁵	740,6	96,57	99,17	83,44	(2,6)	15,7
Santo Antônio	141,1	143,84	143,84	140,78	0,0	2,2
Jirau	230,5	126,51	126,51	123,82	0,0	2,2
Outros Leilões ⁶	250,5	138,79	278,14	211,58	(50,1)	(34,4)
Bilaterais	135,4	245,06	245,06	245,06	0,0	0,0
Total / Tarifa Média de Compra	2.697,8	166,6	210,71	196,90	(20,9)	(15,4)

¹ Transporte de Furnas não incluído.

² Preço médio do leilão conforme pagamento bilateral aos vendedores. Não inclui efeitos de contratação contabilizados pela CCEE.

³ Disponibilidade.

⁴ Quantidade.

⁵ Contrato de cotas de garantia física das UHEs que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/13.

⁶ Preço médio ponderado dos produtos. Não inclui PROINFA.

Com PIS e CONFINS

Tarifas Médias de Fornecimento de Energia Copel Distribuição

Tarifas ¹	dez/18 (1)	set/18 (2)	jun/18 (3)	Var. % (1/2)
Industrial	767,87	470,48	416,89	63,2
Residencial	505,08	504,97	463,86	0,0
Comercial	527,31	502,53	451,57	4,9
Rural	345,8	343,43	313,37	0,7
Outros	375,99	359,02	349,88	4,7
Tarifa média de fornecimento	514,94	460,99	421,66	11,7

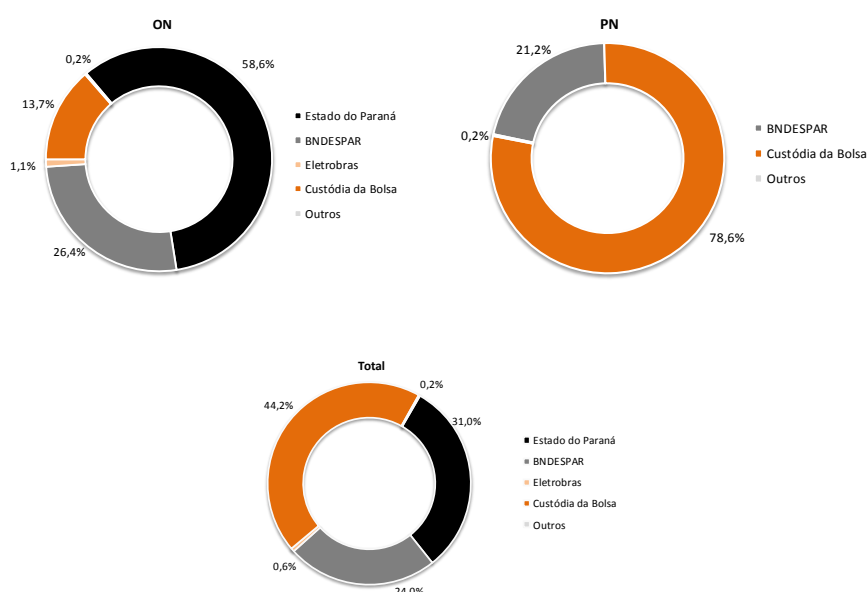
¹ Não considera as bandeiras tarifárias. Líquido de ICMS.

7. Mercado de Capitais

7.1 Capital Social

O capital social da Copel é de R\$ 7.910,0 milhões, composto por ações sem valor nominal e o número atual de acionistas é de 25.294. Em dezembro de 2018, o capital da Companhia estava assim representado:

Mil ações								
Acionistas	ON	%	PNA	%	PNB	%	TOTAL	%
Estado do Paraná	85.029	58,6	-	-	-	-	85.029	31,0
BNDESPAR	38.299	26,4	-	-	27.282	21,3	65.581	24,0
Eletrobras	1.531	1,1	-	-	-	-	1.531	0,6
Custódia da Bolsa	19.836	13,7	77	23,4	100.965	78,7	120.878	44,2
B3	19.187	13,2	77	23,4	69.782	54,4	89.046	32,5
NYSE	650	0,4	-	-	30.974	24,1	31.623	11,6
LATIBEX	-	-	-	-	209	0,2	209	0,1
Outros	336	0,2	252	76,6	49	-	636	0,2
TOTAL	145.031	100,0	329	100,0	128.296	100,0	273.655	100,0



7.2 Desempenho das Ações

Desempenho das Ações (Jan - Dez/18)		ON (CPLE3 / ELPVY)		PNB (CPLE6 / ELP / XCOP)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
B3	Negócios	87.489	356	1.021.590	4.153
	Quantidade	21.323.100	86.679	203.723.400	828.144
	Volume (R\$ mil)	501.151	2.037	5.065.366	20.591
	Presença nos Pregões	246	100%	246	100%
NYSE	Quantidade	861.370	4.350	122.677.117	488.753
	Volume (US\$ mil)	6.074	31	840.317	3.348
	Presença nos Pregões	198	79%	251	100%
LATIBEX	Quantidade	-	-	127.569	1.575
	Volume (Euro mil)	-	-	734	9
	Presença nos Pregões	-	-	81	32%

De janeiro a dezembro de 2018, as ações ordinárias nominativas (ON - código CPLE3) e as ações preferenciais nominativas classe B (PNB - código CPLE6) da Copel estiveram presentes em 100% dos pregões da Brasil Bolsa Balcão (B3).

As ações em circulação totalizaram 69% do capital da Companhia. Ao final de dezembro de 2018, o valor de mercado da Copel, considerando as cotações de todos os mercados, ficou em R\$ 8.244,2 milhões.

Na carteira do IEE (Índice Setorial de Energia Elétrica), a Copel participa com 5,4%.

No Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE), a Copel PNB tem participação de 1,2%.

Na B3, as ações ON (CPLE3) fecharam o período cotadas a R\$ 29,80, com variação positiva de 39,25%; as ações PNB (CPLE6) fecharam o período cotadas a R\$ 30,55, com variação positiva de 22,44%. No mesmo período o Ibovespa teve variação positiva de 15,03%.

Na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE), as ações ON são negociadas no “Nível 1” na forma de ADR’s, sob o código ELPVY, estiveram presentes em 79% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 7,71 com variação positiva de 22,38%; as ações PNB são negociadas no “Nível 3” na forma de ADS’s, sob o código ELP, estiveram presentes em 100% dos pregões, fechando o período cotadas a US\$ 7,83 com variação positiva de 2,62%. Neste mesmo período o índice Dow Jones teve variação negativa de 5,63%.

No Latibex (Mercado de Valores Latino-Americano em Euros), vinculado à Bolsa de Valores de Madri, as ações PNB da Companhia são negociadas sob o código XCOP, as quais estiveram presentes em 32,0% dos pregões, fechando o período cotadas a € 7,15 com variação de 13,7%. No mesmo período o índice Latibex All Shares teve variação positiva de 10,3%.

A tabela a seguir sintetiza o comportamento das ações da Copel em 2018.

Código / Índice		Preço / Pontos		Var. (%)
		31.12.2018	31.12.2017	
B3	CPLE3	R\$ 29,80	R\$ 21,40	39,3
	CPLE6	R\$ 30,55	R\$ 24,95	22,4
	Ibovespa	87.887	76.402	15,0
NYSE	ELP	US\$ 7,83	US\$ 7,63	2,6
	Dow Jones	23.327	24.719	(5,6)
LATIBEX	XCOP	€ 7,15	€ 6,29	13,7
	Latibex	2.178	1.974	10,3



7.3 Dividendos e JCP

Na tabela a seguir estão discriminadas as distribuições de Dividendos e/ou JCP a partir de 2011:

Tipo de Provento	Exercício	Aprovado	Pagamento	Valor Bruto R\$ Mil	R\$ por Ação		
					ON	PNA	PNB
Total	2011			421.091	1,46833	2,52507	1,61546
JCP ¹	2011	11/08/11	15/09/11	225.814	0,78803	0,86706	0,86706
JCP	2011	26/04/12	29/05/12	195.277	0,68030	1,65801	0,74840
Total	2012			268.554	0,93527	2,52507	1,02889
JCP ¹	2012	19/12/12	15/01/13	138.072	0,47920	2,52507	0,52720
Dividendos	2012	25/04/13	23/05/13	130.482	0,45607	-	0,50169
Total	2013			560.537	1,95572	2,52507	2,15165
JCP ¹	2013	13/11/13	16/12/13	180.000	0,62819	0,69111	0,69111
Dividendos ¹	2013	13/11/13	16/12/13	145.039	0,50617	0,55688	0,55688
Dividendos	2013	24/04/14	28/05/14	235.498	0,82136	1,27708	0,90366
Total	2014			622.523	2,17236	2,52507	2,39000
JCP ¹	2014	24/10/14	21/11/14	30.000	0,10469	0,11519	0,11519
Dividendos ¹	2014	24/10/14	21/11/14	350.770	1,22416	1,34678	1,34678
Dividendos	2014	23/04/15	22/06/15	241.753	0,84351	1,06310	0,92803
Total	2015			326.795	1,13716	2,52507	1,25473
JCP	2015	28/04/16	15/06/16	198.000	0,68748	2,10511	0,76022
Dividendos	2015	28/04/16	15/06/16	128.795	0,44968	0,41996	0,49451
Total	2016			506.213	1,76466	2,89050	1,94342
JCP	2016	28/04/17	30/06/17	282.947	0,98539	2,89050	1,08410
Dividendos	2016	28/04/17	28/12/17	223.266	0,77927	-	0,85932
Total	2017			289.401	1,00801	2,89050	1,10883
JCP ¹	2017	13/12/17	14/08/18	266.000	0,92624	2,89050	1,01887
Dividendos	2017	15/06/18	14/08/18	23.401	0,08177	-	0,08996
Total	2018			280.000	0,97515	2,89050	1,07270
JCP	2018	12/12/18	A pagar	280.000	0,97515	2,89050	1,07270
Dividendos							

* Valores sujeitos a arredondamentos.



8. Performance Operacional

8.1 Geração de Energia

Ativos em Operação

Copel Geração e Transmissão

A seguir são apresentadas as principais informações do parque gerador da Copel GeT e a energia produzida no ano de 2018.

Usinas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração (GWh)*	Vencimento da Concessão
Hidrelétricas	4.541,9	1.979,5	18.009,3	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	603,3	4.819,2	17.09.2023
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	578,5	5.753,1	15.11.2029
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,6	5.694,9	04.05.2030
UHE Gov. Parigot de Souza ⁽¹⁾	78,0	32,7	348,8	05.01.2046
UHE Mauá ⁽²⁾	185,2	100,8	925,0	02.07.2042
UHE Guaricana	36,0	16,1	121,1	16.08.2026
PCH Cavernoso II	19,0	10,6	75,8	27.02.2046
UHE Chaminé	18,0	11,6	106,2	16.08.2026
UHE Apucarantina	10,0	6,7	62,5	12.10.2025
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	46,6	15.11.2029
UHE Marumbi	4,8	2,4	19,8	(3)
UHE São Jorge	2,3	1,5	12,1	03.12.2024
UHE Chopim I	2,0	1,5	13,0	(4)
UHE Cavernoso	1,3	1,0	1,5	07.01.2031
PCH Melissa	1,0	0,6	4,4	(4)
PCH Salto do Vau	0,9	0,6	4,1	(4)
PCH Pitangui	0,9	0,1	1,3	(4)
Termelétrica	20,0	10,3	41,2	
UTE Figueira	20,0	10,3	41,2	26.03.2019
Eólica	2,5	0,5	3,0	
UEE Eólica de Palmas ⁽⁵⁾	2,5	0,5	3,0	28.09.2029
TOTAL	4.564,4	1.990,3	18.053,5	

Observações:

(1) Usina Gov. Parigot de Souza: 30% da energia gerada em 2017 destinada a Copel GeT e 70% ao regime de cotas.

(2) Corresponde à parcela da Copel (51% do empreendimento de 363 MW).

(3) Em homologação na ANEEL.

(4) Usinas dispensadas de concessão, possuem apenas registro na ANEEL.

(5) Garantia Física considerada a geração média da eólica.

* Considera consumo interno dos geradores.

A Copel GeT protocolou, em 24 de março de 2017, junto à 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.

Adicionalmente, a Copel GeT realiza a operação de uma usina sob o regime de cotas, conforme demonstrado a seguir:

Usinas - Regime de Cotas	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	RAG ² (jul.18 - jun.19) (R\$ milhões)	Bonificação de Outorga (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) ¹	182,0	76,3	119,2	574,8	05.01.2046
TOTAL	182,0	76,3	119,2	574,8	

⁽¹⁾ Proporcional a energia alocada no regime de cotas de garantia física (70% da energia da usina). Para essa parcela de energia, a Copel GeT não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do MRE associados à usina.

⁽²⁾ Atualizada pela Resolução Homologatória nº 2.421, de 17 de julho 2018, da Aneel.

A Copel foi designada como o operador provisório da usina Rio dos Patos (1,7 MW de capacidade instalada e garantia física de 1MW médio) após o termo final da concessão. Contudo, sua operação foi suspensa em setembro de 2014, em virtude de danos causados pelas inundações em junho daquele ano.

Em 5 de junho de 2018, a ANEEL, por meio de Resolução Autorizativa nº 7.050, extinguiu a concessão da usina sem a reversão dos bens para o poder concedente, considerados inservíveis à continuidade do serviço e portanto, livremente disponibilizados à Copel GeT, sendo a empresa responsável pela desmobilização e eventual alienação dos bens.

Em 11 de dezembro de 2018, a Companhia assinou o instrumento de promessa de compra e venda dos ativos remanescentes da extinta usina Rio dos Patos com a Dois Saltos Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica Ltda., nos termos da Resolução Autorizativa nº 7050 de 05 de junho de 2018 da Aneel.

Complexos Eólicos

A Copel possui 24 parques eólicos em operação, constituídos nos complexos eólicos São Bento Energia, Copel Brisa Potiguar e Complexo Eólico Cutia.

Os 11 parques eólicos de São Bento Energia e Brisa Potiguar geraram 1.105,4 GWh em 2018, conforme apresentado na tabela a seguir:



Complexo Eólico	Leilão ¹	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MWméd)	Geração (GWh)	Preço ²	Vencimento da Autorização
São Bento Energia, Invest. e Part. S.A.		94,0	46,3	370,3	220,45	
GE Boa Vista S.A.	2º LFA (26/08/2010)	14,0	6,3	48,4	226,15	27.04.2046
GE Olho D'Água S.A.		30,0	15,3	125,0	219,56	31.05.2046
GE São Bento do Norte S.A.		30,0	14,6	116,4	219,56	18.05.2046
GE Farol S.A.		20,0	10,1	80,5	219,56	19.04.2046
Copel Brisa Potiguar S.A.		183,6	98,4	735,1	194,48	
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	2º LFA (26/08/2010)	27,0	14,2	100,2	221,90	24.04.2046
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.		27,0	14,3	103,9	221,90	30.05.2046
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.		27,0	14,5	103,8	221,90	30.05.2046
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.		27,0	14,7	110,9	221,90	26.04.2046
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	4º LER (18/08/2011)	29,7	15,7	118,7	155,87	07.05.2047
Santa Helena Energias Renováveis S.A.		29,7	16,0	127,3	155,87	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel S.A.		16,2	9,0	70,3	154,66	08.04.2047
Total		277,6	144,7	1.105,4	202,79	

¹LFA - Leilão de Fontes Alternativas/ LER - Leilão de Energia de Reserva.

² Preço atualizado até dezembro/2018. Fonte: CCEE.

O maior empreendimento eólico da Copel, denominado Cutia Empreendimentos Eólicos, iniciou suas operações em 2018. Atualmente 95% dos 149 aerogeradores encontram-se em operação (127 em operação comercial e 16 em testes), sendo que os 6 aerogeradores restantes entrarão em operação de forma escalonada.

O Complexo é formado por 13 empreendimentos e está dividido em dois grandes complexos que totalizam 312,9 MW de capacidade instalada: Complexo Cutia, composto por sete parques eólicos (Guajiru, Jangada, Potiguar, Cutia, Maria Helena, Esperança do Nordeste e Paraíso dos Ventos do Nordeste) 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), localizados no Estado do Rio Grande do Norte.

	Leilão ¹	Capacidade Instalada (MW) ²	Garantia Física (MWméd)	Preço ³	Vencimento da Autorização
Complexo Eólico Cutia	6º LER (31/10/2014)	180,6	71,4	183,26	
UEE Cutia S.A.		23,1	9,6	183,26	04.01.2042
UEE Guajiru S.A.		21,0	8,3	183,26	04.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.		27,3	9,1	183,26	10.05.2050
UEE Jangada S.A.		27,3	10,3	183,26	04.01.2042
UEE Maria Helena S.A.		27,3	12,0	183,26	04.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.		27,3	10,6	183,26	10.05.2050
UEE Potiguar S.A.		27,3	11,5	183,26	10.05.2050
Complexo Eólico Bento Miguel	20ª LEN (28/11/2014)	132,3	58,7	173,42	
CGE São Bento do Norte I S.A.		23,1	10,1	173,42	03.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.		23,1	10,8	173,42	03.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.		23,1	10,2	173,42	03.08.2050
CGE São Miguel I S.A.		21,0	9,3	173,42	03.08.2050
CGE São Miguel II S.A.		21,0	9,1	173,42	03.08.2050
CGE São Miguel III S.A.		21,0	9,2	173,42	03.08.2050
Total		312,9	130,1	178,82	

¹ Tipos de Leilões: LER - Leilão de Energia de Reserva / LEN - Leilão de Energia Nova.

² A capacidade instalada dos novos projetos poderá ser otimizada em relação à cadastrada nos leilões.

³ Preço atualizado até dezembro/2018.

Participação em Empreendimentos de Geração

A Copel tem participação em sete empreendimentos de geração de energia elétrica em fase operacional com capacidade instalada total de 884,7 MW, sendo 599,0 MW ajustados à participação da Copel, conforme demonstrado a seguir:

Empreendimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Sócios	PPA assinado com	Vencimento da Concessão
UTE Araucária (UEG Araucária)	484,2	267,0	COPEL - 20% COPEL GeT - 60% Petrobras - 20%	¹	22.12.2029
UHE Santa Clara (Elejor)	120,2	69,2	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	28.05.2037
PCH Santa Clara I (Elejor)	3,6	2,8	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Consumidores Livres	18.12.2032
UHE Fundão (Elejor)	120,2	63,8	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	COPEL Dis Consumidores Livres	28.05.2037
PCH Fundão I (Elejor)	2,5	2,1	COPEL - 70% Paineira Participações - 30%	Consumidores Livres	18.12.2032
UHE Dona Francisca (DFESA)	125,0	75,9	COPEL GeT - 23,03% Gerdau - 51,82% Celesc - 23,03% Desenvix - 2,12%	COPEL Gerdau Celesc Desenvix	27.08.2033
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	29,1	20,4	COPEL GeT - 35,77% Silea Participações - 64,23%	Consumidores livres	23.04.2030

¹ A partir de 1º de fevereiro de 2014 a operação da Usina voltou a ser de responsabilidade da UEGA. A UTE Araucária não possui contrato de disponibilidade e opera sob a modalidade "merchant".

Participação em Parques Eólicos

A Copel possui 49% de participação no Complexo Eólico Voltalia São Miguel do Gostoso I, localizado no Estado do Rio Grande do Norte. A energia foi comercializada no 4º Leilão de Energia de Reserva em contratos de 20 anos com início de suprimento em julho de 2015, conforme tabela a seguir.

Empreendimento	Capacidade Instalada¹ (MW)	Garantia Física (MW méd)	Preço²	Início de Suprimento	Participação (%)	Localização do Parque	Vencimento da Autorização
Voltalia - São Miguel do Gostoso I Participações S.A.							
Carnaúbas	27,0	13,1	151,19	jul/15	49% COPEL 51% Voltalia	São Miguel do Gostoso (RN)	08.04.2047
Reduto	27,0	14,4					15.04.2047
Santo Cristo	27,0	15,3					17.04.2047
São João	27,0	14,3					25.03.2047
Total	108,0	57,1	151,19				

¹ A capacidade instalada prevista no Leilão foi alterada de acordo com as características dos equipamentos da Acciona Windpower, respeitando o volume de energia vendido.

² Preço atualizado até dezembro/2018.

Ativos em Construção

Copel Geração e Transmissão

A Copel GeT está construindo duas usinas hidrelétricas que irão adicionar um total de 405 MW em capacidade instalada ao seu parque gerador. Até 28 de março de 2019, a UHE Colíder tinha uma unidade geradora operando comercialmente, enquanto a UHE Baixo Iguaçu contava com duas unidades em operação comercial, conforme detalhado na sequência.

Além de Colíder e Baixo Iguaçu, em agosto de 2018 a Copel conquistou o direito de construir a PCH Bela Vista (29 MW de capacidade instalada), prevendo o início das obras para o primeiro trimestre de 2019.

Usinas	Contrato de Concessão	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Energia Vendida no ACR (MW médio)	Início de Suprimento	Preço¹ (R\$/MWh)	CAPEX² (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
UHE Colíder 100% Copel GeT	01/2011 de 17.01.2011	300	178,1	125,0	01.01.2015	170,80	2.364,0	16.01.2046
UHE Baixo Iguaçu 30% Copel GeT 70% Geração Céu Azul S.A	02/2012 de 20.08.2012	350	171,3	121,0	12.11.2018³	177,75	743,1	30/10/2049³
PCH Bela Vista 100% Copel GeT	Em assinatura	29	16,6	14,7	01.01.2024	198,89	200,0	31.12.2053
Total		679	366,0					

¹ Atualizado pelo IPCA até fevereiro/2018. Fonte CCEE.

² Proporcional à participação da Copel no empreendimento (considera capital próprio e capital de terceiros).

³ Conforme 2º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que considera o excludente de responsabilidade de 756 dias e o Despacho Aneel Nº 3770 de 7 de novembro de 2017, que reconheceu um adicional de excludente de responsabilidade de 46 dias.



Usina Hidrelétrica Colíder

Em 30 de julho de 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 de janeiro de 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\$ 1.041,2 milhões. Os montantes liberados até 31 de dezembro de 2018 totalizam R\$ 1.005,1 milhões.

Devido a questões de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, tais como incêndio no canteiro de obras, dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, atraso de fornecedores no cumprimento do cronograma de entrega de equipamentos, dos serviços de montagem eletromecânica e da construção da linha de transmissão associada à usina, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial da usina foi postergada, sendo que a primeira unidade geradora iniciou a operação comercial em março de 2019, e as demais estão previstas para iniciarem até maio de 2019. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo no montante de R\$ 731,3 milhões em 31 de dezembro de 2018, ante R\$ 683,0 milhões registrados em 31 de dezembro de 2017. Em função da postergação da entrada em operação da primeira turbina para março de 2019 (em 31.12.2017 considerava maio de 2018), e de alterações no orçamento da obra, foi reconhecida provisão adicional.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R\$ 103,40/MWh, na data base de 1º de julho de 2010, atualizada pela variação do IPCA para R\$169,52 em 31 de dezembro de 2018. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel GeT protocolou junto à Aneel um pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergada. 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 de março de 2017. Não concordando com a decisão, a Copel GeT tornou a solicitar a reconsideração, a qual foi definitivamente negada em 04 de julho de 2017. A Copel GeT protocolou em 18 de dezembro de 2017 ação ordinária junto ao Poder Judiciário solicitando a reversão da decisão da agência e, em 06 de abril de 2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu integralmente a



antecipação de tutela recursal requerida pela Copel GeT no Agravo de Instrumento para isentá-la de quaisquer ônus, encargos ou restrições a direito decorrentes do deslocamento do cronograma de implantação da UHE Colíder.

A Companhia vem cumprindo seus compromissos de suprimento de energia da seguinte forma:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016: com sobras de energia descontratada em suas demais usinas;
- em junho de 2016: redução parcial por meio de Acordo Bilateral;
- de julho de 2016 a dezembro de 2018: com redução da totalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, através de Acordo Bilateral e da participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCS D de Energia Nova.

A garantia física de 177,9 MW médios da planta, estabelecida pela Portaria MME nº 258, em 21 de dezembro de 2016, foi aumentada para 178,1 MW médio, de acordo com a Portaria MME nº 213/SPE, de 14 de julho de 2017.

Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu

A Copel detém 30% de participação no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu – CEBI. O consórcio tem o objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada de 350,2 MW e garantia física de 171,3 MW médios localizado no Rio Iguaçu, entre os Municípios de Capanema e de Capitão Leônidas Marques, e entre a UHE Governador José Richa e o Parque Nacional do Iguaçu, no Estado do Paraná. Com investimento total estimado de R\$ 2,5 bilhões, o início da geração comercial das unidades 1 e 2 aconteceu em fevereiro de 2019 e da unidade 3 está previsto para março de 2019.

Os trabalhos no canteiro de obras foram iniciados em julho de 2013, com a escavação do circuito de geração, a terraplanagem do canteiro e a construção das áreas de alojamento. O cronograma original sofreu alterações em função da suspensão da Licença de Instalação, conforme a decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16 de junho de 2014, que paralisou as obras a partir de julho daquele 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. Após as providências discutidas e acordadas junto ao Consórcio Construtor, em 1º de fevereiro de 2016 a obra reiniciou sua plena retomada.

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

Em 07 de novembro de 2017 a Aneel reconheceu um adicional de 46 dias de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da UHE Baixo Iguaçu, afastando a aplicação de quaisquer penalidades e obrigações contratuais, comerciais ou regulatórias advindas do atraso. Com isso, o empreendimento, que já contava com um excludente de responsabilidade de 746 dias, passou a ter o vencimento da sua concessão em 30 de outubro de 2049 e o início de suprimento dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em 12 de novembro de 2018.

Em 18 de dezembro de 2018 finalizou o enchimento do reservatório, o que possibilitou o início da operação comercial das duas primeiras unidades geradoras em fevereiro de 2019.

Complexos Eólicos

A Copel está ampliando sua matriz de geração de energia com fontes renováveis através da construção de Complexos Eólicos no Rio Grande do Norte, formado por 13 empreendimentos, que totalizam 312,9 MW de capacidade instalada estimada, conforme tabela a seguir:

	Leilão ¹	Capacidade Instalada (MW) ²	Garantia Física (MWméd)	Preço ³	Início de Suprimento	CAPEX (R\$ milhões)	Valor do Prêmio (R\$ milhões)	Vencimento da Autorização
Complexo Eólico Cutia		180,6	71,4	183,26				
UEE Cutia S.A.	6º LER (31/10/2014)	23,1	9,6	183,26	set/18	1.158,7	9,4	04.01.2042
UEE Guajiru S.A.		21,0	8,3	183,26				04.01.2042
UEE Esperança do Nordeste S.A.		27,3	9,1	183,26				10.05.2050
UEE Jangada S.A.		27,3	10,3	183,26				04.01.2042
UEE Maria Helena S.A.		27,3	12,0	183,26				04.01.2042
UEE Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.		27,3	10,6	183,26				10.05.2050
UEE Potiguar S.A.		27,3	11,5	183,26				10.05.2050
Complexo Eólico Bento Miguel		132,3	58,7	173,42				
CGE São Bento do Norte I S.A.	20º LEN (28/11/2014)	23,1	10,1	173,42	jan/19	845,0	14,2	03.08.2050
CGE São Bento do Norte II S.A.		23,1	10,8	173,42				03.08.2050
CGE São Bento do Norte III S.A.		23,1	10,2	173,42				03.08.2050
CGE São Miguel I S.A.		21,0	9,3	173,42				03.08.2050
CGE São Miguel II S.A.		21,0	9,1	173,42				03.08.2050
CGE São Miguel III S.A.		21,0	9,2	173,42				03.08.2050
Total		312,9	130,1	178,82		2.003,8	23,6	

¹ Tipos de Leilões: LER - Leilão de Energia de Reserva / LEN - Leilão de Energia Nova.

² A capacidade instalada dos novos projetos poderá ser otimizada em relação à cadastrada nos leilões.

³ Preço atualizado até dezembro/2018.



Atualmente 95% dos 149 aerogeradores encontram-se em operação (127 em operação comercial e 16 em testes), sendo que os 6 aerogeradores restantes entrarão de forma escalonada.

O 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 de outubro de 2014, ao preço médio histórico de R\$ 144,00/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 183,26 em 31 de dezembro de 2018. A partir da última quinzena de dezembro de 2018 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador; e
- Complexo Bento Miguel: composto por seis parques eólicos (São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e São Miguel III) com 132,3 MW de capacidade total instalada, 58,1 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 de novembro de 2014, ao preço médio histórico de R\$ 136,97/MWh, atualizado pela variação do IPCA para R\$ 179,84 em 31 de dezembro de 2018. A partir de 29 de janeiro de 2019 os parques eólicos iniciaram a entrada em operação comercial de forma escalonada por aerogerador.

Em decorrência da revisão do valor recuperável desses empreendimentos, consta registrado um saldo de perdas estimadas por redução ao valor recuperável do ativo, no montante de R\$ 252,5 milhões em 31 de dezembro de 2018 (R\$ 167,9 milhões para Cutia e R\$ 84,6 milhões para Bento Miguel), ante R\$ 322,7 milhões em 31 de dezembro de 2017. A reversão de R\$ 70,2 milhões (R\$ 56,6 milhões e R\$ 13,6 milhões para Cutia e Bento Miguel respectivamente), observada em ambos os complexos se justifica pelo aumento na expectativa de geração alterada para 100% da garantia física do P-50 (em 2017, 95% do P-50) e pelas variações da projeção de longo prazo do PLD e do preço de venda no ACL.

8.2 Transmissão de Energia

Ativos em operação

A tabela a seguir apresenta os contratos de concessão de transmissão e o dimensionamento do parque de subestações e linhas de transmissão em operação:

Subsidiária / SPE	Contrato de Concessão	Empreendimento	LT	SE		RAP ¹ com redução de PA (R\$ milhões)	Vencimento da Concessão
			Extensão (km)	Quantidade	MVA		
Copel GeT	060/2001 ²	Diversos	2.024	33	12.352	360,9	31.12.2042
Copel GeT	075/2001 ³	LT Bateias - Jaguariaiva	137	-	-	12,7	16.08.2031
Copel GeT	006/2008	LT Bateias - Pilarzinho	32	-	-	1,0	16.03.2038
Copel GeT	027/2009	LT Foz - Cascavel Oeste	116	-	-	11,5	18.11.2039
Copel GeT	001/2010	LT Araraquara II — Taubaté	334	-	-	29,8	05.10.2040
Copel GeT	015/2010	SE Cerquilho III	-	1	300	4,7	05.10.2040
Copel GeT	022/2012	LT Foz do Chopim - Salto Osório LT Londrina - Figueira	102	-	-	5,6	26.08.2042
Copel GeT	002/2013	LT Assis — Paraguaçu Paulista II	83	1	200	8,2	24.02.2043
Copel GeT	005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte	31	1	300	6,5	28.01.2044
Copel GeT	021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza	52	1	150	6,9	04.09.2044
Copel GeT	022/2014	LT Assis – Londrina	122	-	-	18,7	04.09.2044
Costa Oeste Copel GeT - 100%	001/2012	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste LT Cascavel Norte - Umuarama Sul SE Umuarama Sul	152	1	300	9,1	11.01.2042
Marumbi Copel GeT - 100%	008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste	29	1	300	18,1	09.05.2042
Subtotal Copel GeT ⁴			3.214	39	13.902	493,7	
Caiuá Transmissora Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	007/2012	LT Guaíra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste SE Santa Quitéria / SE Cascavel Norte	136	2	700	10,0	09.05.2042
Integração Maranhense Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	011/2012	LT Açailândia - Miranda II	365	-	-	16,1	09.05.2042
Matrinchã Copel GeT - 49% State Grid - 51%	012/2012	LT Paranaíba - Ribeirãozinho	1.005	3	-	86,6	09.05.2042
Guaraciaba Copel GeT - 49% State Grid - 51%	013/2012	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	600	1	-	44,1	09.05.2042
Paranaíba Copel GeT - 24,5% Furnas - 24,5% State Grid - 51%	007/2012	LT Barreiras II - Pirapora II	953	-	-	31,6	01.05.2043
Cantareira Copel GeT - 49% Elecnor - 51%	19/2014	LT Estreito - Fernão Dias	342	-	-	47,8	04.09.2044
Subtotal SPEs ⁵			3.401	6	700	236,1	
Total			6.615	45	14.602	729,8	

¹ Proporcional à participação da Copel no empreendimento. Atualizado de acordo com a Resolução Homologatória Aneel Nº 2.408 de 26.06.2018.

² Contrato renovado conforme Lei 12.783/13.

³ A partir de 31.10.2018 a RAP sofreu redução de 50%.

⁴ Resultado Consolidado.

⁵ Resultado por Equivalência Patrimonial.

Em 30 de agosto de 2018, a Copel GeT celebrou Contrato de Permuta de Ações com a Eletrosul nos empreendimentos controlados em conjunto Costa Oeste Transmissora de Energia S.A. (51% Copel GeT e 49%

Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia S.A. (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A. (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com esse contrato, a Copel GeT passa a deter 100% de participação nos empreendimentos Costa Oeste e Marumbi, enquanto a Eletrosul passa a deter 100% de participação na Transmissora Sul Brasileira.

A assunção de 100% da participação da Costa Oeste e da Marumbi pela Copel GeT permitirá a apropriação de ganhos de escala na gestão integrada desses empreendimentos com os demais ativos da empresa. As combinações de negócios ocorreram em 31 de agosto de 2018, data das transferências das ações. Mais detalhes constam na nota 1.2 de nossa DF.

Ativos em construção

A Copel GeT está ampliando significativamente a sua participação no segmento de transmissão por meio de investimentos próprios e parcerias em SPEs. Em conjunto, os empreendimentos equivalem a um total de 1.074 km de linhas de transmissão e 4 subestações que irão proporcionar uma RAP atualizada de R\$ 234,9 milhões referentes à participação da Copel GeT nos empreendimentos. A seguir estão descritas as principais obras de transmissão em andamento.

Subsidiária / SPE	Leilão	Assinatura do Contrato	Empreendimento	Local	km	SE	RAP ¹ (R\$ milhões)	CAPEX ² (R\$ milhões)	Entrada em operação estimada	Próxima Revisão	Vencimento da Concessão
Copel GeT	005/15	abr/16	LT Curitiba Leste - Blumenau LT Baixo Iguaçu - Realeza	PR / SC	189	3	117,8	560,9	mar/21 set/19	2021	06.04.2046
Subtotal Copel GeT					189	3	117,8	560,9			
Mata de Santa Genebra Copel GeT - 50,1% Furnas - 49,9%	007/13	mai/14	LT Araraquara II - Bateias	SP / PR	885	1	117,1	845,2	set/19	2019	13.05.2044
Subtotal SPEs					885	1	117,1	845,2			
Total					1.074	4	234,9	1.406,1			

¹ Atualizado de acordo com a Resolução Homologatória Aneel Nº 2.408 de 26.06.2018. Valor referente à participação da Copel no empreendimento.

² Valor referente à participação da Copel no empreendimento (considera capital próprio e capital de terceiros).

SPE Mata de Santa Genebra

Em 25 de fevereiro de 2019 foram concluídas todas as etapas programadas para o período de operação em testes da subestação Santa Bárbara d'Oeste, pertencente à SPE Mata de Santa Genebra, permitindo o funcionamento em regime de operação comercial dessa subestação.

A SPE Mata de Santa Genebra ainda aguarda a emissão do Termo de Liberação Provisória (TLP) por parte do ONS, sem prejuízo da data já iniciada da operação comercial. O TLP proporcionará à SPE Mata de Santa Genebra o recebimento de uma parcela da Receita Anual Permitida - RAP, relacionada à subestação Santa Bárbara d'Oeste, no montante de R\$ 10,8 milhões. A RAP total prevista para o empreendimento é de R\$ 233,8

milhões, sendo R\$ 117,1 milhões referentes à participação da Copel, e o recebimento total está condicionado a entrada em operação das demais fases do projeto que entrarão de forma escalonada.

8.3 Distribuição

Contrato de concessão

Em dezembro de 2015, a Companhia assinou o quinto termo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999 da Copel Distribuição S.A., o qual prorroga a concessão até 07 de julho de 2045.

O contrato de concessão impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e de qualidade, sendo que o descumprimento das condições por dois anos consecutivos ou de quaisquer dos limites ao final do período dos primeiros cinco anos acarretará na extinção da concessão. 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.

A tabela a seguir apresenta as metas definidas para a Copel Distribuição nos primeiros 5 anos da renovação:

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Qualidade (Limite estabelecido) ¹		Qualidade Realizado	
		DEC _i ²	FEC _i ²	DEC _i ²	FEC _i ²
2016		13,61	9,24	10,80	7,14
2017	EBITDA ⁴ ≥ 0	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	EBITDA ⁴ (-) QRR ³ ≥ 0	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [EBITDA ⁴ (-) QRR ³]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC ⁵)	10,12	7,74	-	-
2020	{Dívida Líquida / [EBITDA ⁴ (-) QRR ³]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC ⁵)	9,83	7,24	-	-

¹ Conforme NT 0335/2015 ANEEL

² DEC_i - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FEC_i - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade

³ 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 (doze) meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira. Em junho/2016 o valor definido foi R\$ 333,8 milhões.

⁴ EBITDA ajustado por efeitos de benefício pós-emprego, provisões e PDV.

⁵ Selic: limitada a 12,87% a.a.

Dados Operacionais

No negócio distribuição, a Copel atende mais de 4,6 milhões de consumidores de energia em 1.113 localidades, pertencentes a 394 municípios do Paraná e 1 em Santa Catarina. A Copel Distribuição opera e mantém as instalações nos níveis de tensão 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV e 138 kV.

Tensão	Km de linhas	Quantidade de Subestações	MVA
13,8 kV	106.172	-	-
34,5 kV	85.185	225	1.502
69 kV	751	35	2.393
88 kV ¹	-	-	5
138 kV	6.265	109	7.125
Total	198.374	369	11.025

¹ Não automatizada.

A Copel Dis migrou de sistema de cadastro de redes e o dado antes apurado com tensão de isolamento para 230 kV hoje reflete a tensão de operação, motivo pelo qual as linhas em 230 kV foram zerados

Redes Compactas

A Copel Distribuição vem implantando redes compactas em áreas urbanas com elevado grau de arborização nas proximidades das redes de distribuição. Essa tecnologia evita cortes e podas de árvores e melhora a qualidade do fornecimento, pois reduz o número de desligamentos. Ao final de dezembro de 2018, a extensão das redes de distribuição compactas instaladas era de 10.477 km.

Redes Secundárias Isoladas

A Copel Distribuição também está investindo em redes secundárias isoladas em baixa tensão (127/220V), as quais apresentam vantagens significativas em relação à rede aérea convencional, tais como: melhorar os indicadores DEC e FEC, dificultar o roubo de energia, melhorar as condições do meio ambiente, reduzir a área de podas, aumentar a segurança, reduzir a queda de tensão ao longo da rede e aumentar a vida útil dos transformadores pela redução do número de curtos-circuitos na rede, entre outras. Ao final de dezembro de 2018, a extensão das redes de distribuição secundária isolada instalada era de 18.255 km.

Qualidade de Fornecimento

Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC e o FEC. O desempenho desses indicadores e o tempo total de atendimento é mostrado na tabela a seguir:

Jan-Dez	DEC ¹ (horas)	FEC ² (interrupções)	Tempo Total de Atendimento (horas)
2014	14,01	8,92	02:34
2015	13,67	8,33	02:48
2016	10,82	7,23	02:33
2017	10,46	6,83	03:19
2018	10,31	6,22	04:20

¹ DEC medido em horas e centesimal de horas

² FEC expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções no acumulado do ano

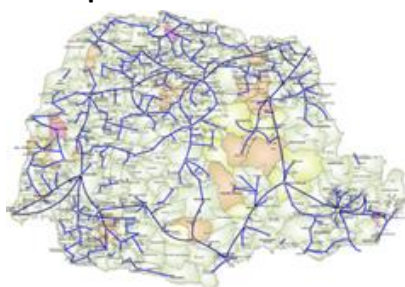


8.4 Telecomunicações

A Copel Telecomunicações possui um *backbone* óptico composto por uma rede de transmissão de altíssima capacidade e uma rede de acesso óptico de atendimento aos clientes. A rede de acesso pode ser multiponto (GPON) ou ponto a ponto, conectando assim os clientes à rede de transmissão de dados da Copel Telecom e provendo os serviços contratados.

Em dezembro de 2018, a rede de cabos de *backbone* era de 34,2 mil km, transportando dados em ultravelocidade e gerenciando um anel óptico que atende aos 399 municípios do Paraná, com um portfólio de produtos de transporte de dados, voz e datacenter.

Rede de Fibra Óptica - Copel Telecomunicações
Mapa do Estado do Paraná



8.5 Participações

Outros Setores

A Copel tem participação em empresas de gás, telecomunicações e serviços, conforme apresentado na tabela:

Empreendimento	Setor	Sócios
Dominó Holdings Ltda	Participação em sociedade	COPEL - 49,0% Andrade Gutierrez - 51,0%
Companhia Paranaense de Gás - Compagas	Gás	COPEL - 51,0% Mitsui Gás - 24,5% Gaspetro - 24,5%
Paraná Gás Exploração e Produção S.A. ¹	Petróleo e gás natural	COPEL - 30,0% Petra Energia - 30,0% Bayar Participações - 30,0% Tucumann Engenharia - 10,0%
Sercomtel S.A. Telecom	Telecomunicação	COPEL - 45,0% Município de Londrina - 44,4% Banco Itauleasing S.A. - 7,1% Outros - 3,5%
Carbocampel S.A.	Exploração de Carvão	COPEL - 49,0% Carbonífera Cambuí - 51,0%
Copel Amec Ltda Em Liquidação	Serviços	COPEL - 48,0% Amec - 47,5% Lactec - 4,5%
GBX Tietê II Empreendimentos Participações S.A.	Fundo de Invest. Multimercado	UEG - 19,3% Outros - 80,7%

¹ Mais informações no item 8.6

8.6 Novos Projetos

Projetos em Carteira

A Copel possui participação em diversos projetos de geração de energia. Esses empreendimentos, quando em operação comercial, acrescentarão 343,4 MW de capacidade instalada (proporcional à participação nos empreendimentos) ao portfólio da Companhia.

Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW) ¹	Energia Assegurada Estimada (MW médio)	Participação da COPEL (%)
PCH	58,0	39,8	
PCH Foz do Curucaca	29,0	20,0	19,0
PCH Salto Alemã	29,0	19,8	19,0
UHE	378,0	205,0	
UHE São Jerônimo	331,0	178,1	41,2
UHE Salto Grande	47,0	26,9	99,9
EOL	149,1	79,6	
EOL Complexo Alto Oriente	48,3	24,7	100,0
EOL Complexo Jandaia	100,8	54,9	100,0
Total	585,1	324,4	

¹ A capacidade instalada dos novos projetos poderá ser otimizada em relação à cadastrada nos leilões.

A Copel, em parceria com outras empresas, também está desenvolvendo estudos no trecho baixo do Rio Chopim que poderão acarretar na viabilização de outros projetos hidrelétricos.

Quanto a geração eólica, há estudos para viabilização de novos parques eólicos no Rio Grande do Norte, região onde a Copel já possui ativos eólicos. O objetivo de curto prazo é cadastrar tais projetos junto à EPE para possibilitar a participação nos próximos leilões a serem organizados pelo Governo Federal. As características técnicas poderão sofrer adequações até a efetiva comercialização de energia dos projetos, pois a engenharia da Copel está realizando estudos de otimização, de forma a que os projetos se tornem mais competitivos.

Participação em Estudo de Viabilidade

Aproveitamentos Hidrelétricos Inventariados no Rio Piquiri

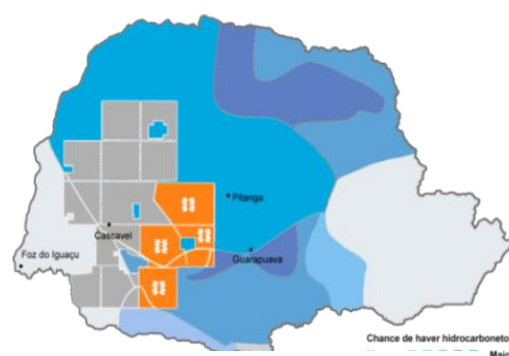
As quatro usinas hidrelétricas que compõem o aproveitamento hidrelétrico do rio Piquiri, no Estado do Paraná, tiveram seus estudos de viabilidade apresentados pela Copel GeT e aceitos pela Aneel em 2012. Os empreendimentos se encontram em processo de licenciamento ambiental junto ao Instituto Ambiental do Paraná. A tabela a seguir lista essas usinas, que totalizam 459,3 MW de capacidade instalada:



Projeto	Capacidade Instalada Estimada (MW)
UHE Apertados	139,0
UHE Comissário	140,0
UHE Foz do Piquiri	93,2
UHE Ercilândia	87,1
Total	459,3

Exploração e Produção de Gás (Paraná Gás Exploração e Produção S.A)

Na 12ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), realizada no final de 2013, o consórcio formado pela Copel (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) e Petra Energia (30%), essa última na condição de empresa operadora, conquistou o direito de explorar, pesquisar, desenvolver e produzir gás natural em 4 blocos localizados na região centro-sul do Estado do Paraná, numa área correspondente a 11.327 km². O investimento mínimo na primeira fase da pesquisa seria de cerca de R\$ 78,1 milhões para o prazo de 4 anos concedido pela ANP. A Copel e suas parceiras Bayar, Tucumann e Petra assinaram os contratos de concessão de 2 blocos em maio de 2014. No entanto, estes 2 blocos estão com suas atividades da primeira fase de exploração do consórcio paralisadas devido a uma Ação Civil Pública, que também mantém pendentes as assinaturas dos contratos de concessão dos outros dois blocos. No final de 2016, foi sancionada a Lei Estadual nº 18.947/2016 que suspende por dez anos o licenciamento ambiental de qualquer atividade de perfuração ou exploração de gás de xisto pelo método do fraturamento hidráulico, mais conhecido como “fracking”.



Bônus de Assinatura: R\$ 12,5 milhões

Programa Exploratório: R\$ 78,1 milhões

Em virtude de sentença na Ação Civil Pública acima citada (em primeira instância), proferida em 07 de junho de 2017, declarando a nulidade do procedimento licitatório e dos respectivos contratos firmados referentes às áreas da Bacia do Rio Paraná, e da ausência de perspectivas de cumprimento do objeto da 12ª Rodada de Licitações da ANP, o consórcio deliberou por solicitar à 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 (solicitação protocolada na ANP em 06 de junho de 2017).

9. Outras Informações

9.1 Recursos Humanos

O quadro de pessoal da Copel encerrou 2018 com 7.611 empregados. A tabela a seguir demonstra a evolução do quadro de pessoal da Companhia e suas subsidiárias nos últimos 4 anos:

Quadro de Pessoal	2015	2016	2017	2018
Geração e Transmissão	1.568	1.680	1.734	1.660
Distribuição	6.032	6.022	5.746	5.364
Telecomunicações	621	660	649	478
Holding	347	69	78	75
Comercialização	10	30	38	34
Renováveis	50	70	-	-
TOTAL	8.628	8.531	8.245	7.611

Ao final de dezembro de 2018, a Copel Distribuição contava com 4.637.804 consumidores cativos, cuja relação com o seu quadro de empregados é de 865 consumidores por empregado.

A Compagas, a Elejor e a UEG Araucária, empresas consolidadas com a Copel, contavam com 159, 7, e 17 empregados, respectivamente.



9.2 Principais Indicadores Físicos

Geração		Capacidade Instalada (MW)	Transmissão	
Copel GeT			Copel GeT	
Em operação		4.746,4	Em operação	
Hidrelétrica ¹	16	4.541,9	Linhas de Transmissão (km)	3.214
Regime de Cotas ¹	1	182,0	Subestações (quantidade)	39
Termelétrica	1	20,0	Em construção	
Eólica	1	2,5	Linhas de Transmissão (km)	189
Em construção		434,0	Subestações (quantidade)	3
Hidrelétrica	2	434,0	Participações	
Parques Eólicos			Em operação	
Em operação	11	277,6	Linhas de Transmissão (km)	3.401
Em construção	13	312,9	Subestações (quantidade)	6
Participações			Em construção	
Em operação		652,0	Linhas de Transmissão (km)	885
Hidrelétrica	6	211,7	Subestações (quantidade)	1
Termelétrica	1	387,3		
Parques eólicos	4	52,9		
Telecomunicações			Distribuição	
Cabos ópticos de backbone - (km)		34.200	Linhas e redes de distribuição (km)	198.374
Cidades atendidas no Paraná		399	Subestações	369
			Potência instalada em subestações (MVA)	11.025
			Municípios atendidos	395
			Localidades atendidas	1.113
			Consumidores cativos	4.637.804
			Consumidores por empregado da Dis	865
			DEC (em horas e centesimal de hora)	10,31
			FEC (em número de interrupções)	6,22
Administração				
Número total de empregados		7.611		
Copel Geração e Transmissão		1.660	Copel Comercialização	34
Copel Distribuição		5.364	Copel Renováveis	-
Copel Telecomunicações		478	Copel Holding	75

¹ Desde 1º de janeiro de 2017, a UHE Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS) tem 30% da sua garantia física comercializada pela Copel GeT e 70% alocada no regime de cotas.



9.3 Teleconferência sobre Resultados do 4T18

Detalhes sobre a teleconferência que a Copel fará sobre os Resultados do trimestre:

- > Sexta-feira, 29 de março de 2019, às 10h00 (horário de Brasília)
- > **Telefone** para acesso **+55 (11) 2188-0155**
- > **Código:** COPEL

A teleconferência também será transmitida ao vivo pela internet no endereço eletrônico: ri.copel.com

Solicitamos conectar com 15 minutos de antecedência.

Relações com Investidores – Copel

ri@copel.com

Telefone: (41) 3331-4011

Informações contidas neste documento podem incluir considerações futuras e refletem a percepção atual e perspectivas da diretoria sobre a evolução do ambiente macroeconômico, condições da indústria, desempenho da Companhia e resultados financeiros. Quaisquer declarações, expectativas, capacidades, planos e conjecturas contidos neste documento, que não descrevam fatos históricos, tais como informações a respeito da declaração de pagamento de dividendos, a direção futura das operações, a implementação de estratégias operacionais e financeiras relevantes, o programa de investimento, os fatores ou tendências que afetem a condição financeira, liquidez ou resultados das operações são considerações futuras de significado previsto no “U.S. Private Securities Litigation Reform Act” de 1995 e contemplam diversos riscos e incertezas. Não há garantias de que tais resultados venham a ocorrer. As declarações são baseadas em diversos fatores e expectativas, incluindo condições econômicas e mercadológicas, competitividade da indústria e fatores operacionais. Quaisquer mudanças em tais expectativas e fatores podem implicar que o resultado real seja materialmente diferente das expectativas correntes.



Anexos I – Fluxo de Caixa Consolidado

	R\$ mil	
Fluxo de Caixa Consolidado	2018	2017
Fluxos de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	1.444.004	1.118.255
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do período com a geração de caixa das atividades operacionais	1.204.142	1.067.241
Depreciação e Amortização	749.179	731.599
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas	767.751	900.610
Resultado da combinação de negócios realizada com permuta de ativos - mais valia	3.769	-
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	(268.904)	(129.769)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(985.344)	(767.040)
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	(85.986)	(82.160)
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa dos ativos RBSE	(82.640)	(361.156)
Resultado da adoção ao Programa Especial de Regularização Tributária	-	(154.197)
Resultado da equivalência patrimonial	(135.888)	(101.739)
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável concessão	(47.499)	(57.080)
Imposto de Renda e Contribuição Social	580.065	379.943
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(68.072)	(105.257)
Perdas estimadas, provisão e reversões operacionais líquidas	306.697	365.539
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	97.900	97.511
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	151.215	153.069
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	125.369	118.753
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	1.536	17
Baixas dos ativos de contrato	9.762	-
Resultado da alienação de investimento	(8.174)	(28.650)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	(3.786)	-
Resultado das baixas de imobilizado	68.450	64.508
Resultado das baixas de intangíveis	28.742	42.740
Redução (aumento) dos ativos	1.379.853	136.465
Aumento (redução) dos passivos	(998.379)	157.180
Imposto de renda e contribuição social pagos	(468.552)	(335.087)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	(289.095)	(532.033)
Encargos de debêntures pagos	(501.002)	(622.815)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	1.770.971	989.206
Fluxos de caixa das atividades de investimento		
Aplicações financeiras	(75.804)	48.512
Empréstimos concedidos a partes relacionadas	-	(5.145)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas	117.645	24.985
Aquisições de ativos de contrato	(792.835)	-
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato	106.764	-
Aquisições de controladas - efeito no caixa	7.998	-
Alienação de investimento	-	484.608
Aportes em investimentos	(51.557)	(248.243)
Redução de capital em investidas	35.280	-
Aquisições de imobilizado	(1.489.067)	(1.205.508)
Participação financeira do consumidor - imobilizado	12	-
Aquisições de intangível	(7.589)	(806.240)
Participação financeira do consumidor - intangível	-	125.858
Caixa líquido gerado (utilizado) nas atividades de investimento	(2.149.153)	(1.581.173)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento		
Ingressos de empréstimos e financiamentos	1.314.766	800.044
Ingressos de debêntures emitidas	2.890.283	2.242.521
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos	(1.126.144)	(971.187)
Amortizações de principal de debêntures	(1.491.667)	(915.005)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(300.722)	(506.404)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	1.286.516	649.969
Total dos efeitos no caixa e equivalentes a caixa	908.334	58.002
Saldo inicial de caixa e equivalentes a caixa	1.040.075	982.073
Saldo final de caixa e equivalentes a caixa	1.948.409	1.040.075
Variação no caixa e equivalentes a caixa	908.334	58.002



Anexos II – Demonstrações Financeiras - Subsidiárias Integrais

Demonstração do Resultado – Copel Geração e Transmissão

	4T18	3T18	4T17	Var.%	2018	2017	R\$ mil
Demonstração do Resultado	(1)	(2)	(3)	(1/3)	(4)	(5)	(4/5)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	847.880	885.218	824.369	2,9	3.465.756	3.409.904	1,6
Fornecimento de energia elétrica	164.745	177.483	158.006	4,3	648.893	615.249	5,5
Suprimento de energia elétrica	455.205	453.081	460.445	(1,1)	1.886.560	1.935.996	(2,6)
Disponibilidade da rede elétrica (TUST)	102.377	120.445	137.509	(25,5)	515.882	673.597	(23,4)
Receita de construção	111.974	97.555	56.840	97,0	341.980	136.336	150,8
Outras receitas operacionais	13.579	36.654	11.569	17,4	72.441	48.726	48,7
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(417.725)	(744.309)	(760.819)	(45,1)	(2.032.228)	(2.116.038)	(4,0)
Energia elétrica comprada para revenda	(21.906)	(288.157)	(147.468)	(85,1)	(390.082)	(361.227)	8,0
Encargos de uso da rede elétrica	(109.086)	(80.042)	(76.275)	43,0	(345.128)	(300.943)	14,7
Pessoal e administradores	(92.755)	(76.275)	(107.694)	(13,9)	(347.365)	(318.438)	9,1
Planos previdenciário e assistencial	(16.071)	(15.181)	(15.685)	2,5	(61.204)	(58.521)	4,6
Material	(4.265)	(4.435)	(3.625)	17,7	(16.038)	(16.129)	(0,6)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-	-	(6.506)	-	(17.111)	(26.809)	(36,2)
Serviços de terceiros	(29.581)	(23.305)	(30.185)	(2,0)	(115.009)	(110.285)	4,3
Depreciação e amortização	(66.655)	(65.948)	(66.778)	(0,2)	(264.608)	(272.855)	(3,0)
Provisões e reversões	30.972	(78.832)	(185.093)	-	(13.861)	(190.859)	(92,7)
Custo de construção	(65.562)	(62.425)	(78.420)	(16,4)	(277.403)	(272.216)	1,9
Outros custos e despesas operacionais	(42.816)	(49.709)	(43.090)	(0,6)	(184.419)	(187.756)	(1,8)
RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	15.356	156.170	(15.672)	-	176.939	65.968	168,2
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	445.511	297.079	47.878	830,5	1.610.467	1.359.834	18,4
RESULTADO FINANCEIRO	(92.542)	(84.199)	(101.315)	(8,7)	(359.053)	(467.235)	(23,2)
Receitas financeiras	20.696	28.035	8.942	131,4	73.603	43.825	67,9
Despesas financeiras	(113.238)	(112.234)	(110.257)	2,7	(432.656)	(511.060)	(15,3)
LUCRO OPERACIONAL	352.969	212.880	(53.437)	-	1.251.414	892.599	40,2
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(103.600)	(18.335)	134.205	-	(350.573)	(153.576)	128,3
Imposto de Renda e Contribuição Social	(47.320)	(53.263)	83.757	-	(342.841)	(195.572)	75,3
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(56.280)	34.928	50.448	-	(7.732)	41.996	-
LUCRO LÍQUIDO	249.369	194.545	80.768	208,7	900.841	739.023	21,9
LAJIDA	512.166	363.027	114.656	346,7	1.875.075	1.632.689	14,8



Demonstração do Resultado – Copel Distribuição

	R\$ mil						
Demonstração do Resultado	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var.% (4/5)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.345.365	2.942.462	2.605.556	(10,0)	9.972.442	9.358.664	6,6
Fornecimento de energia elétrica	1.232.546	1.161.200	1.057.154	16,6	4.530.521	3.953.867	14,6
Suprimento de energia elétrica	76.685	236.147	118.852	(35,5)	416.569	666.645	(37,5)
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD)	812.443	869.567	792.016	2,6	3.189.867	3.144.611	1,4
Receita de construção	216.584	201.834	216.343	0,1	741.855	717.351	3,4
Valor justo do ativo indenizável da concessão	15.514	4.535	6.179	151,1	35.306	16.199	118,0
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	(54.983)	429.306	381.121	-	893.688	718.826	24,3
Outras receitas operacionais	46.576	39.873	33.891	37,4	164.636	141.165	16,6
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.247.246)	(2.757.361)	(2.565.952)	(12,4)	(9.474.473)	(9.071.359)	4,4
Energia elétrica comprada para revenda	(1.206.814)	(1.912.511)	(1.537.746)	(21,5)	(5.577.719)	(5.717.970)	(2,5)
Encargos de uso da rede elétrica	(266.904)	(156.693)	(213.018)	25,3	(1.012.062)	(554.805)	82,4
Pessoal e administradores	(247.668)	(177.010)	(267.143)	(7,3)	(837.728)	(822.963)	1,8
Planos previdenciário e assistencial	(41.622)	(39.326)	(40.177)	3,6	(159.842)	(154.285)	3,6
Material	(15.305)	(17.637)	(18.731)	(18,3)	(60.379)	(60.320)	0,1
Serviços de terceiros	(83.123)	(78.729)	(89.069)	(6,7)	(339.399)	(347.393)	(2,3)
Depreciação e amortização	(77.776)	(75.869)	(71.298)	9,1	(301.581)	(285.835)	5,5
Provisões e reversões	(61.903)	(67.361)	(80.037)	(22,7)	(300.042)	(252.516)	18,8
Custo de construção	(216.584)	(201.834)	(216.343)	0,1	(741.855)	(717.351)	3,4
Outros custos e despesas operacionais	(29.547)	(30.391)	(32.390)	(8,8)	(143.866)	(157.921)	(8,9)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	98.119	185.101	39.604	147,8	497.969	287.305	73,3
RESULTADO FINANCEIRO	43.162	5.848	1.035	-	27.058	37.057	(27,0)
Receitas financeiras	104.847	78.863	68.784	52,4	335.377	380.597	(11,9)
Despesas financeiras	(61.685)	(73.015)	(67.749)	(9,0)	(308.319)	(343.540)	(10,3)
LUCRO OPERACIONAL	141.281	190.949	40.639	247,6	525.027	324.362	61,9
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(14.541)	(65.553)	24.024	-	(148.244)	22.893	-
Imposto de Renda e Contribuição Social	36.137	(79.657)	16.852	-	(120.957)	(47.571)	154,3
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	(50.678)	14.104	7.172	-	(27.287)	70.464	-
LUCRO LÍQUIDO	126.740	125.396	64.663	96,0	376.783	347.255	8,5
LAJIDA	175.895	260.970	110.902	58,6	799.550	573.140	39,5



Demonstração do Resultado – Copel Telecomunicações

	R\$ mil						
Demonstração do Resultado	4T18 (1)	3T18 (2)	4T17 (3)	Var.% (1/3)	2018 (4)	2017 (5)	Var.% (4/5)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	105.948	103.442	100.299	5,6	421.408	380.550	10,7
Receita de Telecomunicações	104.286	102.547	89.534	16,5	399.271	340.821	17,1
Outras receitas operacionais	1.662	895	10.765	(84,6)	22.137	39.729	(44,3)
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(129.345)	(74.320)	(87.187)	48,4	(369.201)	(286.363)	28,9
Pessoal e administradores	(22.248)	(17.315)	(34.047)	(34,7)	(92.472)	(107.874)	(14,3)
Planos previdenciário e assistencial	(3.242)	(3.098)	(3.961)	(18,2)	(13.892)	(14.800)	(6,1)
Material	(535)	(407)	(1.152)	(53,6)	(1.763)	(2.978)	(40,8)
Serviços de terceiros	(24.880)	(23.929)	(18.807)	32,3	(91.127)	(67.612)	34,8
Depreciação e amortização	(19.227)	(14.749)	(10.813)	77,8	(58.209)	(39.553)	47,2
Provisões e reversões	(10.674)	(1.760)	(3.366)	217,1	(25.593)	(11.957)	114,0
Outros custos e despesas operacionais	(48.539)	(13.062)	(15.041)	222,7	(86.145)	(41.589)	107,1
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	(23.397)	29.122	13.112	-	52.207	94.187	(44,6)
RESULTADO FINANCEIRO	(4.633)	(7.241)	(6.440)	(28,1)	(24.905)	(18.863)	32,0
Receitas financeiras	4.224	4.081	3.627	16,5	16.808	11.828	42,1
Despesas financeiras	(8.857)	(11.322)	(10.067)	(12,0)	(41.713)	(30.691)	35,9
LUCRO OPERACIONAL	(28.030)	21.881	6.672	-	27.302	75.324	(63,8)
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	15.258	(7.248)	1.456	947,9	(2.853)	(21.272)	(86,6)
Imposto de Renda e Contribuição Social	5.170	(8.544)	2.411	114,4	(20.428)	(21.810)	(6,3)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	10.088	1.296	(955)	-	17.575	538	-
LUCRO LÍQUIDO	(12.772)	14.633	8.128	-	24.449	54.052	(54,8)
LAJIDA	(4.170)	43.871	23.925	-	110.416	133.740	(17,4)

Anexos III – Demonstrações Financeiras por Empresa

Balanço Patrimonial por Empresa

R\$ mil												
Ativo -Dez/18	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.487.257	3.971.915	88.239	204.725	80.990	33.573	181.077	459.662	22.918	1.170.320	- 1.022.830	6.677.846
Caixa e equivalentes de caixa	473.498	634.393	19.208	90.155	42.886	21.516	12.399	330.528	8.823	315.003	-	1.948.409
Títulos e valores mobiliários	-	-	-	-	-	-	1.302	-	-	123.560	-	124.862
Cauções e depósitos vinculados	-	-	-	73	-	-	-	1	-	129	-	203
Clientes	310.059	2.364.147	37.090	97.513	30.209	491	131.871	73.685	3.136	-	(104.110)	2.944.091
Dividendos a receber	127.323	-	-	-	-	-	-	15.128	-	519.100	(584.879)	76.672
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190.876	-	190.876
Ativos financeiros setoriais	-	421.184	-	-	-	-	-	-	-	-	-	421.184
Contas a receber vinculadas à concessão	53.177	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.177
Outros créditos	74.845	253.023	6.713	1.130	4.765	244	11.015	5.972	2	7.027	(1.486)	363.250
Estoques	27.175	79.325	7.801	1.977	7	-	-	-	-	-	-	116.285
Imposto de Renda e Contribuição Social	17.165	85.701	8.013	13.543	-	5.985	9.875	5.722	23	6.130	-	152.157
Outros tributos a recuperar	27.405	103.302	9.313	149	-	5.337	14.610	405	-	321	-	160.842
Despesas Antecipadas	11.939	24.151	101	185	3.123	-	2	1.234	44	40	-	40.819
Partes relacionadas	290.542	6.689	-	-	-	-	3	26.987	-	8.134	(332.355)	-
NÃO CIRCULANTE	15.153.496	8.359.688	1.176.509	470.561	571.185	402.564	46.210	4.665.526	253.088	17.972.486	(19.819.059)	29.252.254
Realizável a Longo Prazo	4.173.405	2.968.282	88.798	466.942	23.590	88.096	43.564	173.707	253.019	1.899.330	(164.473)	10.014.260
Títulos e valores mobiliários	97.819	1.034	-	7.539	-	-	-	109.136	3.906	-	-	219.434
Outros investimentos temporários	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.511	-	19.511
Cauções e depósitos vinculados	-	89.555	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.555
Clientes	71.191	68.718	23.006	-	-	-	-	-	-	-	-	162.915
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.254.166	-	1.254.166
Depósitos judiciais	67.332	300.303	14.995	89	115	13.106	187	323	-	131.840	-	528.290
Ativos financeiros setoriais	-	257.635	-	-	-	-	-	-	-	-	-	257.635
Contas a receber vinculadas à concessão	1.392.232	783.023	-	322.259	-	-	-	-	-	-	-	2.497.514
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	2.428.442	640.500	-	25.718	-	-	-	-	249.113	-	4.438	3.348.211
Outros créditos	36.150	50.510	104	111.227	-	19.414	4.045	-	-	7.444	-	228.894
Imposto de Renda e Contribuição Social	647	17.597	-	-	-	-	-	-	-	148.140	-	166.384
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	-	705.131	36.179	-	23.475	55.576	39.332	-	-	147.368	-	1.007.061
Outros tributos a recuperar	76.412	54.276	14.514	-	-	-	-	88	-	86.110	-	231.400
Despesas antecipadas	3.180	-	-	110	-	-	-	-	-	-	-	3.290
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	64.160	-	104.751	(168.911)	-
Investimentos	4.599.283	1.343	-	-	-	7.053	2.442	1.709.573	-	16.070.567	(20.022.027)	2.368.234
Imobilizado	6.295.114	-	1.071.489	-	383.994	307.323	51	2.781.664	32	996	-	10.840.663
Intangível	85.694	5.390.063	16.222	3.619	163.601	92	153	582	37	1.593	367.441	6.029.097
TOTAL	16.640.753	12.331.603	1.264.748	675.286	652.175	436.137	227.287	5.125.188	276.006	19.142.806	(20.841.889)	35.930.100

Earnings Release 4T18

	R\$ mil										
Ativo - Dez/17	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclasseif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.053.154	3.609.663	102.002	151.966	77.216	99.101	187.966	302.912	998.294	(880.440)	5.701.834
Caixa e equivalentes de caixa	299.234	174.468	31.977	84.079	37.905	51.264	97.068	207.247	56.833	-	1.040.075
Títulos e valores mobiliários	-	-	-	-	-	-	1.251	-	90	-	1.341
Cauções e depósitos vinculados	-	59.146	-	97	-	-	-	-	129	-	59.372
Clientes	345.736	2.184.280	44.453	44.161	25.380	39.151	73.027	40.811	-	(63.759)	2.733.240
Dividendos a receber	100.193	-	-	-	-	-	2.008	12.966	459.464	(493.816)	80.815
Contas a receber vinculadas à concessão	149.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.744
Outros créditos	76.247	307.261	3.100	1.561	4.722	1.284	297	7.979	8.287	(1.387)	409.351
Estoques	29.063	71.653	7.356	2.487	-	-	-	-	-	-	110.559
Imposto de Renda e Contribuição Social	6.522	440.040	8.154	19.440	-	7.402	1.773	4.299	14.055	-	501.685
Outros tributos a recuperar	18.257	160.547	6.825	-	-	-	11.998	329	276	-	198.232
Despesas Antecipadas	9.366	21.090	61	141	9.209	-	-	-	-	-	39.867
Partes relacionadas	18.792	19.569	76	-	-	-	544	29.281	292.051	(321.478)	38.835
NÃO CIRCULANTE	14.401.871	7.919.925	952.739	480.944	598.234	407.959	20.403	2.931.439	16.957.672	(17.210.643)	27.460.543
Realizável a Longo Prazo	3.830.993	2.167.690	69.543	437.056	27.885	66.859	17.703	163.135	1.967.632	(140.870)	8.607.626
Títulos e valores mobiliários	104.157	1.012	-	7.172	-	-	-	105.981	-	-	218.322
Outros investimentos temporários	-	-	-	-	-	-	-	-	18.727	-	18.727
Cauções e depósitos vinculados	-	75.665	-	-	-	-	-	-	-	-	75.665
Clientes	111.953	121.363	27.766	-	-	-	-	-	-	-	261.082
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	-	-	-	-	-	-	-	-	1.349.253	-	1.349.253
Depósitos judiciais	84.462	305.075	12.376	49.984	77	10.952	129	307	119.167	-	582.529
Contas a receber vinculadas à concessão	3.372.504	684.206	-	303.668	-	-	-	-	-	-	4.360.378
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	68.859	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68.859
Outros créditos	21.604	29.758	104	76.122	-	16.647	-	5.181	-	-	149.416
Imposto de Renda e Contribuição Social	632	17.040	-	-	-	-	-	-	158.808	-	176.480
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	-	712.976	18.671	-	24.775	39.260	17.574	-	102.236	-	915.492
Outros tributos a recuperar	57.281	48.986	10.626	-	-	-	-	66	15	-	116.974
Despesas antecipadas	9.541	-	-	110	3.033	-	-	-	-	-	12.684
Partes relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	51.600	219.426	(140.870)	130.156
Investimentos	4.235.657	1.362	-	-	-	7.053	2.457	782.081	14.987.607	(17.445.574)	2.570.643
Imobilizado	6.244.837	-	866.489	-	397.786	333.889	57	1.985.562	830	-	9.829.450
Intangível	90.384	5.750.873	16.707	43.888	172.563	158	186	661	1.603	375.801	6.452.824
TOTAL	15.455.025	11.529.588	1.054.741	632.910	675.450	507.060	208.369	3.234.351	17.955.966	(18.091.083)	33.162.377

¹ Parques Eólicos e Copel Renováveis.

Earnings Release 4T18

R\$ mil

Passivo - Dez/18	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Eleijor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	2.640.071	2.459.317	143.667	133.769	124.880	42.185	137.337	586.450	15.481	1.435.888	(1.023.931)	6.695.114
Obrigações sociais e trabalhistas	70.223	176.447	18.640	9.313	335	389	1.926	119	40	6.747	-	284.179
Partes Relacionadas	7.414	12.496	-	-	-	-	307	311.246	113	755	(332.331)	-
Fornecedores	192.045	897.578	66.492	84.684	4.001	10.568	126.408	139.871	481	2.731	(105.616)	1.419.243
Imposto de Renda e Contribuição Social	158.907	-	-	-	27.990	-	-	10.794	258	-	-	197.949
Outras obrigações fiscais	90.555	330.026	10.906	11.122	2.210	482	457	5.413	110	152	-	451.433
Empréstimos e financiamentos	682.706	241.186	5.799	-	-	-	-	46.628	8.432	129.401	(1.105)	1.113.047
Debêntures	929.543	278.545	8.612	5.919	-	-	-	20.585	-	941.677	-	2.184.881
Dividendos a pagar	368.950	89.486	29.260	19.600	19.083	30.718	-	44.109	5.145	354.203	(584.879)	375.675
Benefícios pós-emprego	14.847	41.372	2.136	-	-	-	5	31	-	87	-	58.478
Encargos do consumidor a recolher	9.544	70.078	-	-	-	-	-	-	250	-	-	79.872
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	66.221	196.250	-	-	7.412	2	-	-	544	-	-	270.429
Contas a pagar vinculadas à concessão	5.045	-	-	-	62.813	-	-	-	-	-	-	67.858
Passivos financeiros setoriais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras contas a pagar	44.071	125.853	1.822	3.131	1.036	26	8.234	7.654	108	135	-	192.070
Provisões para litígios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NÃO CIRCULANTE	5.088.718	3.963.531	482.208	106.900	473.318	23.290	6.482	1.168.141	71.358	1.673.993	(159.167)	12.898.772
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	64.161	-	-	(64.161)	-
Fornecedores	9.934	-	-	14.908	-	-	-	25.114	-	-	-	49.956
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	122.730	-	-	18.795	-	-	-	10.203	7.879	-	(2.187)	157.420
Obrigações Fiscais	165.474	615.611	8.357	-	-	4.174	191	323	-	2.602	-	796.732
Empréstimos e financiamentos	1.230.709	178.408	4.773	-	-	-	-	794.174	55.858	773.984	(103.646)	2.934.260
Debêntures	2.588.550	1.478.562	410.302	11.732	-	-	-	247.701	-	596.403	-	5.333.250
Benefícios pós-emprego	252.111	611.010	33.173	6.159	-	450	2.129	386	-	4.867	-	910.285
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	54.242	249.398	-	-	-	18.666	-	-	-	-	-	322.306
Contas a pagar vinculadas à concessão	42.987	-	-	-	473.318	-	-	-	-	-	-	516.305
Passivos financeiros setoriais	-	96.531	-	-	-	-	-	-	-	-	-	96.531
Outras contas a pagar	24.379	3.569	-	55.049	-	-	4.015	26.030	-	3.957	(45)	116.954
Provisões para litígios	597.602	730.442	25.603	257	-	-	147	49	7.621	292.180	10.872	1.664.773
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.911.964	5.908.755	638.873	434.617	53.977	370.662	83.468	3.370.597	189.167	16.032.925	(19.658.791)	16.336.214
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	8.911.964	5.908.755	638.873	434.617	53.977	370.662	83.468	3.370.597	189.167	16.032.925	(19.962.080)	16.032.925
Capital social	5.528.226	5.235.943	316.098	220.966	35.503	707.440	45.459	2.756.940	119.941	7.910.000	(14.966.516)	7.910.000
Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital	237.000	105.500	147.125	-	-	-	-	1.298.342	-	-	(1.787.967)	-
Reservas de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de avaliação patrimonial	796.442	(20.388)	7.268	(470)	256	313	(973)	1.783	-	785.610	(784.231)	785.610
Reserva Legal	509.888	136.071	21.537	30.044	7.100	-	2.508	8.437	5.384	914.751	(720.969)	914.751
Reserva de retenção de lucros	1.840.408	451.629	147.711	184.077	-	-	36.474	81.624	63.842	6.422.564	(2.805.765)	6.422.564
Lucros acumulados/ prejuízos acumulados	-	-	-	-	-	(337.091)	-	(792.283)	-	-	1.129.374	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	303.289	303.289
TOTAL	16.640.753	12.331.603	1.264.748	675.286	652.175	436.137	227.287	5.125.188	276.006	19.142.806	(20.841.889)	35.930.100

Earnings Release 4T18

	R\$ mil										
Passivo - Dez/17	Geração e Transmissão	Distribuição	Telecom	Compagas	Elejr	UEG Araucária	Comercialização	Outras ¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
CIRCULANTE	1.941.599	2.872.432	114.511	147.743	164.574	38.386	73.107	581.110	1.057.679	(881.227)	6.109.914
Obrigações sociais e trabalhistas	81.040	188.369	25.586	8.800	284	291	2.410	210	6.977	-	313.967
Partes Relacionadas	22.561	30.746	5.319	-	-	-	1.101	257.084	3.936	(320.747)	-
Fornecedores	177.970	1.129.475	42.392	89.756	3.328	5.539	65.664	233.236	2.096	(65.879)	1.683.577
Imposto de Renda e Contribuição Social	45.277	-	-	-	36.964	-	22	1.580	2.467	-	86.310
Outras obrigações fiscais	130.256	192.079	9.002	6.583	2.079	1.536	23	3.453	476	-	345.487
Empréstimos e financiamentos	103.003	325.219	5.936	-	-	-	-	29.201	322.092	(785)	784.666
Debêntures	947.310	262.246	7.415	25.138	30.370	-	-	20.242	339.341	-	1.632.062
Dividendos a pagar	297.500	98.968	15.405	15.573	24.055	30.718	3.717	28.873	267.988	(493.816)	288.981
Benefícios pós-emprego	13.551	37.680	1.900	-	-	-	6	31	57	-	53.225
Encargos do consumidor a recolher	8.393	141.632	-	-	-	-	-	-	-	-	150.025
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	83.642	191.359	-	-	7.467	298	-	-	-	-	282.766
Contas a pagar vinculadas à concessão	4.213	-	-	-	58.411	-	-	-	-	-	62.624
Passivos financeiros setoriais	-	192.819	-	-	-	-	-	-	-	-	192.819
Outras contas a pagar	26.883	81.840	1.556	1.893	1.616	4	164	7.200	249	-	121.405
Provisões para litígios	-	-	-	-	-	-	-	-	112.000	-	112.000
NÃO CIRCULANTE	5.104.056	3.204.453	457.035	87.409	449.149	22.470	1.751	665.277	1.690.445	(140.085)	11.541.960
Partes Relacionadas	-	-	-	-	-	-	-	51.600	-	(51.600)	-
Fornecedores	30.105	-	-	13.364	-	-	-	-	-	-	43.469
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos	132.274	-	-	17.475	-	-	-	6.881	-	-	156.630
Obrigações Fiscais	177.077	618.527	7.933	-	-	3.237	131	306	2.365	-	809.576
Empréstimos e financiamentos	1.673.034	383.783	10.401	-	-	-	-	332.086	664.020	(88.485)	2.974.839
Debêntures	2.149.524	741.743	392.766	17.537	-	-	-	261.206	876.140	-	4.438.916
Benefícios pós-emprego	215.059	552.708	32.869	5.658	-	628	1.464	497	3.995	-	812.878
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	36.235	194.869	-	-	-	18.605	-	-	-	-	249.709
Contas a pagar vinculadas à concessão	43.181	-	-	-	449.149	-	-	-	-	-	492.330
Passivos financeiros setoriais	-	90.700	-	-	-	-	-	-	-	-	90.700
Outras contas a pagar	22.149	4.098	-	33.223	-	-	-	12.549	830	-	72.849
Provisões para litígios	625.418	618.025	13.066	152	-	-	156	152	143.095	-	1.400.064
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.409.370	5.452.703	483.195	397.758	61.727	446.204	133.511	1.987.964	15.207.842	(17.069.771)	15.510.503
Atribuível aos acionistas da empresa controladora	8.409.370	5.452.703	483.195	397.758	61.727	446.204	133.511	1.987.964	15.207.842	(17.372.432)	15.207.842
Capital social	5.459.598	4.746.053	316.098	220.966	35.503	707.440	66.289	1.495.153	7.910.000	(13.047.100)	7.910.000
Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital	54.829	374.000	-	-	-	-	24.070	1.261.785	-	(1.714.684)	-
Ajustes de avaliação patrimonial	881.136	1.509	5.998	(657)	256	-	(668)	1.646	895.601	(889.220)	895.601
Reserva Legal	464.846	117.233	20.315	25.917	7.100	-	2.508	4.080	844.398	(641.999)	844.398
Reserva de retenção de lucros	1.548.961	213.908	140.784	151.532	-	-	41.312	40.672	5.557.843	(2.137.169)	5.557.843
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	18.868	-	-	-	-	(18.868)	-
Lucros acumulados/ prejuízos acumulados	-	-	-	-	-	(261.236)	-	(815.372)	-	1.076.608	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	302.661	302.661
TOTAL	15.455.025	11.529.588	1.054.741	632.910	675.450	507.060	208.369	3.234.351	17.955.966	(18.091.083)	33.162.377

¹ Parques Eólicos e Copel Renováveis

Demonstração do resultado por empresa

R\$ mil													
Demonstração do Resultado 2018	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Parques Eólicos	Transmissoras Costa Oeste e Marumbi	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão											
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.567.806	897.950	9.972.442	421.408	588.532	293.942	524	1.341.162	174.112	9.178	-	(1.332.276)	14.934.780
Fornecimento de energia elétrica	648.893	-	4.530.521	-	-	-	-	373.037	-	-	-	(3.867)	5.548.584
Suprimento de energia elétrica	1.886.560	-	416.569	-	-	293.942	524	967.263	174.112	-	-	(973.054)	2.765.916
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	515.882	3.189.867	-	-	-	-	-	-	9.178	-	(245.867)	3.469.060
Receita de construção	-	341.980	741.855	-	13.478	-	-	-	-	-	-	-	1.097.313
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	35.306	-	12.193	-	-	-	-	-	-	-	47.499
Telecomunicações	-	-	-	399.271	-	-	-	-	-	-	-	(33.092)	366.179
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	562.823	-	-	-	-	-	-	(5.637)	557.186
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	893.688	-	-	-	-	-	-	-	-	-	893.688
Outras receitas operacionais	32.353	40.088	164.636	22.137	38	-	-	862	-	-	-	(70.759)	189.355
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.470.838)	(561.390)	(9.474.473)	(369.201)	(515.594)	(89.931)	(94.970)	(1.354.578)	5.047	(2.762)	(55.596)	1.307.665	(12.676.621)
Energia elétrica comprada para revenda	(390.082)	-	(5.577.719)	-	-	(27.181)	(113)	(1.338.473)	(542)	-	-	972.932	(6.361.178)
Encargos de uso da rede elétrica	(345.128)	-	(1.012.062)	-	-	(12.808)	(25.165)	-	(25.246)	-	-	243.629	(1.176.780)
Pessoal e administradores	(200.707)	(146.658)	(837.728)	(92.472)	(34.896)	(3.680)	(3.029)	(13.734)	(9.256)	(481)	(15.144)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial	(35.333)	(25.871)	(159.842)	(13.892)	(3.881)	(183)	(403)	(1.507)	(539)	(13)	(2.286)	-	(243.750)
Material	(10.984)	(5.054)	(60.379)	(1.763)	(2.110)	(354)	(155)	(65)	(187)	-	(706)	-	(81.757)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(17.111)	-	-	-	-	-	(8.256)	-	-	-	-	5.638	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(412.618)	-	-	-	-	-	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros	(81.669)	(33.340)	(339.399)	(91.127)	(17.034)	(11.639)	(28.477)	(1.700)	(27.476)	(1.694)	(31.465)	92.793	(572.227)
Depreciação e amortização	(253.224)	(11.384)	(301.581)	(58.209)	(22.759)	(25.413)	(24.699)	(16)	(50.669)	(2)	(1.223)	-	(749.179)
Provisões e reversões	27.191	(41.052)	(300.042)	(25.593)	(6.171)	-	-	(926)	70.348	(555)	(24.902)	(4.995)	(306.697)
Custos de construção	-	(277.403)	(741.855)	-	(13.478)	-	-	-	-	144	-	(19.616)	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais	(163.791)	(20.628)	(143.866)	(86.145)	(2.647)	(8.673)	(4.673)	1.843	48.614	(161)	20.130	17.284	(342.713)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	53.263	123.676	-	-	-	-	-	(15)	24.283	-	1.356.375	(1.421.694)	135.888
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	1.150.231	460.236	497.969	52.207	72.938	204.011	(94.446)	(13.431)	203.442	6.416	1.300.779	(1.446.305)	2.394.047
RESULTADO FINANCEIRO	(250.093)	(108.960)	27.058	(24.905)	(2.411)	(89.301)	2.275	5.961	(62.716)	1.668	63.374	-	(438.050)
Receitas financeiras	47.821	25.782	335.377	16.808	29.454	1.750	5.440	6.065	73.397	3.381	301.729	(33.089)	813.915
Despesas financeiras	(297.914)	(134.742)	(308.319)	(41.713)	(31.865)	(91.051)	(3.165)	(104)	(136.113)	(1.713)	(238.355)	33.089	(1.251.965)
LUCRO OPERACIONAL	900.138	351.276	525.027	27.302	70.527	114.710	(92.171)	(7.470)	140.726	8.084	1.364.153	(1.446.305)	1.955.997
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(276.313)	(74.260)	(148.244)	(2.853)	(10.909)	(38.379)	16.316	2.632	(30.175)	(1.101)	42.910	8.383	(511.993)
LUCRO LÍQUIDO	623.825	277.016	376.783	24.449	59.618	76.331	(75.855)	(4.838)	110.551	6.983	1.407.063	(1.437.922)	1.444.004
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	623.825	277.016	376.783	24.449	30.405	53.432	(60.684)	(4.838)	-	6.983	1.407.063	(1.437.922)	1.407.063
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	29.213	22.899	(15.171)	-	-	-	-	-	36.941
LAJIDA	1.403.455	471.620	799.550	110.416	95.697	229.424	(69.747)	(13.415)	254.111	6.418	1.302.002	(1.446.305)	3.143.226

Earnings Release 4T18

R\$ mil

Demonstração do Resultado 2017	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Outras¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.588.751	821.153	9.358.664	380.550	515.563	291.597	129.084	664.495	203.221	-	(928.505)	14.024.573
Fornecimento de energia elétrica	615.249	-	3.953.867	-	-	-	-	115.905	-	-	(3.488)	4.681.533
Suprimento de energia elétrica	1.935.996	-	666.645	-	-	291.597	128.953	547.989	203.221	-	(598.047)	3.176.354
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	673.597	3.144.611	-	-	-	-	-	-	-	(200.267)	3.617.941
Receita de construção	-	136.336	717.351	-	14.314	-	-	-	-	-	-	868.001
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	16.199	-	40.881	-	-	-	-	-	-	57.080
Telecomunicações	-	-	-	340.821	-	-	-	-	-	-	(31.869)	308.952
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	460.368	-	-	-	-	-	(5.553)	454.815
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	718.826	-	-	-	-	-	-	-	-	718.826
Outras receitas operacionais	37.506	11.220	141.165	39.729	-	-	131	601	-	-	(89.281)	141.071
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.569.528)	(546.510)	(9.071.359)	(286.363)	(309.213)	(93.230)	(121.883)	(654.445)	(125.120)	(128.389)	921.109	(11.984.931)
Energia elétrica comprada para revenda	(361.227)	-	(5.717.970)	-	-	(27.894)	(788)	(654.026)	(110)	-	596.565	(6.165.450)
Encargos de uso da rede elétrica	(300.943)	-	(554.805)	-	-	(12.001)	(24.180)	-	(17.364)	-	197.263	(712.030)
Pessoal e administradores	(195.923)	(122.515)	(822.963)	(107.874)	(35.761)	(3.557)	(2.729)	(12.993)	(20.574)	(18.455)	-	(1.343.344)
Planos previdenciário e assistencial	(35.788)	(22.733)	(154.285)	(14.800)	(3.577)	(133)	(969)	(1.415)	(1.954)	(1.943)	-	(237.597)
Material	(11.397)	(4.732)	(60.320)	(2.978)	(1.936)	(312)	(376)	(27)	(415)	(631)	-	(83.124)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(26.809)	-	-	-	-	-	(75.910)	-	-	-	5.359	(97.360)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(309.542)	-	-	-	-	-	-	(309.542)
Serviços de terceiros	(85.676)	(24.609)	(347.393)	(67.612)	(22.670)	(12.167)	(39.524)	(1.280)	(20.292)	(14.265)	113.973	(521.515)
Depreciação e amortização	(265.654)	(7.201)	(285.835)	(39.553)	(28.753)	(27.704)	(23.936)	(9)	(51.751)	(1.203)	-	(731.599)
Provisões e reversões	(110.756)	(80.103)	(252.516)	(11.957)	123.007	-	69.073	(156)	(979)	(93.756)	(7.396)	(365.539)
Custos de construção	-	(272.216)	(717.351)	-	(14.314)	-	-	-	-	-	-	(1.003.881)
Outros custos e despesas operacionais	(175.355)	(12.401)	(157.921)	(41.589)	(15.667)	(9.462)	(22.544)	15.461	(11.681)	1.864	15.345	(413.950)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(27.176)	93.144	-	-	-	-	(5.777)	(564)	(65.670)	1.291.434	(1.183.652)	101.739
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	992.047	367.787	287.305	94.187	206.350	198.367	1.424	9.486	12.431	1.163.045	(1.191.048)	2.141.381
RESULTADO FINANCEIRO	(356.841)	(110.394)	37.057	(18.863)	(25.612)	(54.254)	5.302	6.193	(84.485)	(146.543)	-	(748.440)
Receitas financeiras	30.512	13.313	380.597	11.828	38.821	13.493	7.529	6.515	27.247	181.312	(11.857)	699.310
Despesas financeiras	(387.353)	(123.707)	(343.540)	(30.691)	(64.433)	(67.747)	(2.227)	(322)	(111.732)	(327.855)	11.857	(1.447.750)
LUCRO OPERACIONAL	635.206	257.393	324.362	75.324	180.738	144.113	6.726	15.679	(72.054)	1.016.502	(1.191.048)	1.392.941
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(123.061)	(30.515)	22.893	(21.272)	(66.785)	(47.893)	(7.098)	(2.638)	(15.441)	17.124	-	(274.686)
LUCRO LÍQUIDO	512.145	226.878	347.255	54.052	113.953	96.220	(372)	13.041	(87.495)	1.033.626	(1.191.048)	1.118.255
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	512.145	226.878	347.255	54.052	58.116	67.354	(298)	13.041	(87.495)	1.033.626	(1.191.048)	1.033.626
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	55.837	28.866	(74)	-	-	-	-	84.629
LAJIDA	1.257.701	374.988	573.140	133.740	235.103	226.071	25.360	9.495	64.182	1.164.248	(1.191.048)	2.872.980

¹ Parques Eólicos e Copel Renováveis.

Earnings Release 4T18

R\$ mil												
Demonstração do Resultado 4T18	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Outras¹	Holding	Elimin. e Reclasseif.	Consolidado
	Geração	Transmissão										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	625.204	222.676	2.345.365	105.948	170.270	77.747	399	375.073	65.398	-	(316.937)	3.671.143
Fornecimento de energia elétrica	164.745	-	1.232.546	-	-	-	-	82.309	-	-	(1.127)	1.478.473
Suprimento de energia elétrica	455.205	-	76.685	-	-	77.747	399	292.544	58.328	-	(233.698)	727.210
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	(2.108)	104.485	812.443	-	-	-	-	-	7.070	-	(54.637)	867.253
Receita de construção	-	111.974	216.584	-	4.098	-	-	-	-	-	-	332.656
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	15.514	-	(8)	-	-	-	-	-	-	15.506
Telecomunicações	-	-	-	104.286	-	-	-	-	-	-	(8.418)	95.868
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	166.142	-	-	-	-	-	(5.637)	160.505
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	(54.983)	-	-	-	-	-	-	-	-	(54.983)
Outras receitas operacionais	7.362	6.217	46.576	1.662	38	-	-	220	-	-	(13.420)	48.655
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(312.335)	(105.389)	(2.247.246)	(129.345)	(146.828)	(24.010)	(31.197)	(383.630)	(14.376)	(18.025)	292.326	(3.120.055)
Energia elétrica comprada para revenda	(21.906)	-	(1.206.814)	-	-	(7.146)	-	(381.332)	(375)	-	233.505	(1.384.068)
Encargos de uso da rede elétrica	(109.086)	-	(266.904)	-	-	(3.422)	(6.328)	-	(6.181)	-	54.355	(337.566)
Pessoal e administradores	(54.929)	(37.826)	(247.668)	(22.248)	(9.527)	(917)	(961)	(3.718)	(2.938)	(802)	-	(381.534)
Planos previdenciário e assistencial	(9.395)	(6.676)	(41.622)	(3.242)	(1.626)	(56)	(108)	(430)	(173)	(566)	-	(63.894)
Material	(3.369)	(895)	(15.305)	(535)	(852)	(43)	(25)	(42)	(43)	(287)	-	(21.396)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	-	-	-	-	-	-	(6.392)	-	-	-	5.638	(754)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(123.687)	-	-	-	-	-	-	(123.687)
Serviços de terceiros	(20.064)	(9.518)	(83.123)	(24.880)	(3.447)	(3.042)	(7.556)	(426)	(8.567)	(9.195)	19.301	(150.517)
Depreciação e amortização	(64.065)	(2.590)	(77.776)	(19.227)	(5.724)	(6.356)	(6.748)	(9)	(11.826)	(310)	-	(194.631)
Provisões e reversões	12.611	18.362	(61.903)	(10.674)	(1.824)	-	-	(938)	31.185	(17.025)	(4.995)	(35.201)
Custos de construção	(177)	(65.385)	(216.584)	-	(4.098)	-	-	-	(33)	-	(19.616)	(305.893)
Outros custos e despesas operacionais	(41.955)	(861)	(29.547)	(48.539)	3.957	(3.028)	(3.079)	3.265	(15.425)	10.160	4.138	(120.914)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	8.306	7.051	-	-	-	-	-	(17)	10.654	374.403	(389.549)	10.848
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	321.175	124.338	98.119	(23.397)	23.442	53.737	(30.798)	(8.574)	61.676	356.378	(414.160)	561.936
RESULTADO FINANCEIRO	(66.612)	(25.930)	43.162	(4.633)	(303)	(8.902)	1.857	1.301	(24.380)	(53.146)	-	(137.586)
Receitas financeiras	11.595	9.101	104.847	4.224	3.659	570	2.626	1.321	8.905	31.677	(9.553)	168.972
Despesas financeiras	(78.207)	(35.031)	(61.685)	(8.857)	(3.962)	(9.472)	(769)	(20)	(33.285)	(84.823)	9.553	(306.558)
LUCRO OPERACIONAL	254.563	98.408	141.281	(28.030)	23.139	44.835	(28.941)	(7.273)	37.296	303.232	(414.160)	424.350
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	(75.351)	(28.249)	(14.541)	15.258	318	(14.635)	16.316	2.494	(13.082)	69.557	8.383	(33.532)
LUCRO LÍQUIDO	179.212	70.159	126.740	(12.772)	23.457	30.200	(12.625)	(4.779)	24.214	372.789	(405.777)	390.818
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	179.212	70.159	126.740	(12.772)	11.963	21.140	(10.100)	(4.779)	(86.337)	372.789	(405.777)	372.789
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	11.494	9.060	(2.525)	-	-	-	-	18.029
LAJIDA	385.240	126.928	175.895	(4.170)	29.166	60.093	(24.050)	(8.565)	73.502	356.688	(414.160)	756.567

¹ Parques Eólicos, SPE Costa Oeste e SPE Marumbi.

Earnings Release 4T18

Demonstração do Resultado 4T17	R\$ mil											
	Geração e Transmissão		Distribuição	Telecom	Compagas	Elejor	UEG Araucária	Comercialização	Outras¹	Holding	Elimin. e Reclassif.	Consolidado
	Geração	Transmissão										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	627.512	196.857	2.605.556	100.299	145.782	72.551	128.001	299.632	43.697	-	(309.223)	3.910.664
Fornecimento de energia elétrica	158.006	-	1.057.154	-	-	-	-	44.781	-	-	(1.026)	1.258.915
Suprimento de energia elétrica	460.445	-	118.852	-	-	72.551	128.000	254.653	43.697	-	(198.355)	879.843
Disponibilidade da rede elétrica (TUSD/ TUST)	-	137.509	792.016	-	-	-	-	-	-	-	(74.206)	855.319
Receita de construção	-	56.840	216.343	-	3.008	-	-	-	-	-	-	276.191
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	6.179	-	42.476	-	-	-	-	-	-	48.655
Telecomunicações	-	-	-	89.534	-	-	-	-	-	-	(7.637)	81.897
Distribuição de gás canalizado	-	-	-	-	100.298	-	-	-	-	-	(5.553)	94.745
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	381.121	-	-	-	-	-	-	-	-	381.121
Outras receitas operacionais	9.061	2.508	33.891	10.765	-	-	1	198	-	-	(22.446)	33.978
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(575.341)	(185.478)	(2.565.952)	(87.187)	69.197	(28.608)	(115.821)	(285.662)	(50.925)	(102.411)	310.064	(3.618.124)
Energia elétrica comprada para revenda	(147.468)	-	(1.537.746)	-	-	(10.669)	-	(294.315)	(11)	-	197.933	(1.792.276)
Encargos de uso da rede elétrica	(76.275)	-	(213.018)	-	-	(3.171)	(6.150)	-	(5.068)	-	73.910	(229.772)
Pessoal e administradores	(66.553)	(41.141)	(267.143)	(34.047)	(11.963)	(897)	(842)	(3.997)	(6.626)	9.859	-	(423.350)
Planos previdenciário e assistencial	(9.641)	(6.044)	(40.177)	(3.961)	(1.358)	(52)	(713)	(410)	(656)	927	-	(62.085)
Material	(2.346)	(1.279)	(18.731)	(1.152)	(446)	(49)	(100)	(3)	(29)	(155)	-	(24.290)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(6.506)	-	-	-	-	-	(73.823)	-	-	-	5.359	(74.970)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	(61.628)	-	-	-	-	-	-	(61.628)
Serviços de terceiros	(23.199)	(6.986)	(89.069)	(18.807)	(5.393)	(2.984)	(8.029)	(302)	(6.252)	(3.602)	28.600	(136.023)
Depreciação e amortização	(65.125)	(1.653)	(71.298)	(10.813)	(7.260)	(6.826)	(5.986)	(2)	(12.941)	(304)	-	(182.208)
Provisões e reversões	(137.037)	(48.056)	(80.037)	(3.366)	128.012	-	-	(94)	(14.700)	(113.173)	99	(268.352)
Custos de construção	-	(78.420)	(216.343)	-	(3.008)	-	-	-	-	-	-	(297.771)
Outros custos e despesas operacionais	(41.191)	(1.899)	(32.390)	(15.041)	32.241	(3.960)	(20.178)	13.461	(4.642)	4.037	4.163	(65.399)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	(61.194)	45.522	-	-	-	-	(65)	2	(61.316)	247.335	(123.326)	46.958
RESULTADO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E TRIBUTOS	(9.023)	56.901	39.604	13.112	214.979	43.943	12.115	13.972	(68.544)	144.924	(122.485)	339.498
RESULTADO FINANCEIRO	(76.858)	(24.457)	1.035	(6.440)	(29.501)	(21.780)	(166)	567	(27.062)	(45.059)	(739)	(230.460)
Receitas financeiras	6.180	2.762	68.784	3.627	17.521	(5.585)	521	585	5.735	57.030	(4.454)	152.706
Despesas financeiras	(83.038)	(27.219)	(67.749)	(10.067)	(47.022)	(16.195)	(687)	(18)	(32.797)	(102.089)	3.715	(383.166)
LUCRO OPERACIONAL	(85.881)	32.444	40.639	6.672	185.478	22.163	11.949	14.539	(95.606)	99.865	(123.224)	109.038
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	105.688	28.517	24.024	1.456	(68.505)	(6.553)	(26.327)	(4.908)	(3.441)	(25.716)	-	24.235
LUCRO LÍQUIDO	19.807	60.961	64.663	8.128	116.973	15.610	(14.378)	9.631	(99.047)	74.149	(123.224)	133.273
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	19.807	60.961	64.663	8.128	59.656	10.927	(11.502)	9.631	(99.047)	74.149	(123.224)	74.149
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	-	57.317	4.683	(2.876)	-	-	-	-	59.124
LAJIDA	56.102	58.554	110.902	23.925	222.239	50.769	18.101	13.974	(55.603)	145.228	(122.485)	521.706

¹ Parques Eólicos, Copel Renováveis e Copel Comercialização