

Copel Geração e Transmissão S.A

CNPJ/MF 04.370.282/0001-70

Inscrição Estadual 90.233.068-21

Subsidiária Integral da Companhia Paranaense de Energia – Copel

www.copel.com copel@copel.com

Rua José Izidoro Biazetto, 158 - Bloco A – Mossunguê – Curitiba - PR

CEP 81200-240

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2015

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. PERFIL ORGANIZACIONAL	5
2. GOVERNANÇA CORPORATIVA	8
2.1. Administração	8
3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	13
3.1. Análise macroeconômica	13
3.2. Ambiente regulatório	14
3.3. Segmentos de Negócios	17
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	26
4.1. Caixa e equivalentes de caixa	26
4.2. Receita Operacional Líquida	26
4.3. Custos e Despesas Operacionais.....	27
4.4. EBITDA ou LAJIDA	27
4.5. Resultado Financeiro	28
4.6. Equivalência Patrimonial	28
4.7. Valor Adicionado	28
4.8. Endividamento	29
4.9. Lucro Líquido	30
4.10. Programa de Investimentos.....	30
5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL.....	31
5.1. Gestão de pessoas	31
5.2. Fornecedores.....	33
5.3. Comunidade.....	33
5.4. Meio ambiente.....	35
6. BALANÇO SOCIAL.....	38
7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA.....	41

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

Apresentamos o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis e Financeiras da Copel Geração e Transmissão S.A - Copel GeT, subsidiária integral da Copel - Companhia Paranaense de Energia, referentes ao exercício de 2015.

O ano de 2015 foi marcado por muitos desafios em decorrência do ambiente macroeconômico desfavorável, escassez hidrológica, dificuldades presentes nos processos de licenciamento ambiental e deterioração da capacidade financeira de alguns fornecedores, afetando cronogramas dos empreendimentos em construção.

Foi neste ambiente desfavorável que superamos os desafios e apresentamos um resultado expressivo de R\$ 1,03 bilhões de lucro líquido no exercício.

Orientados pelas diretrizes estratégicas que norteiam a ação da administração, focamos na eficácia da gestão dos ativos em operação, com ênfase na segurança, no avanço da governança corporativa das sociedades controladas e em controle conjunto, na recuperação dos cronogramas dos empreendimentos em construção, na expansão do nosso parque gerador e do nosso sistema de transmissão.

Investimos mais de R\$ 1,3 bilhões, sendo R\$ 476 milhões no segmento de geração e R\$ 796 milhões no segmento de transmissão.

Destacam-se no segmento de geração: (i) os avanços na construção da UHE Colíder, onde o impacto no cronograma e no capex do empreendimento, devido ao processo de recuperação judicial do fornecedor das turbinas e geradores, foi mitigado com a ação da Companhia em parceria com o consórcio construtor junto aos sub fornecedores; (ii) a retomada das obras da UHE Baixo Iguaçu, após paralisação em meados de 2014 em função de liminar judicial; (iii) o avanço na fabricação dos equipamentos eletromecânicos para a modernização da UTE Figueira; (iv) o avanço na recuperação dos equipamentos da PCH Cavernoso II, após inundação ocorrida em meados de 2014; (v) o início dos trabalhos de modernização da UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto; (vi) e a incorporação dos parques eólicos: Copel Brisa Potiguar, São Bento e Cutia. Os parques Copel Brisa Potiguar e São Bento, em operação comercial, aumentaram nossa capacidade instalada em 277,6 MW.

Ainda no segmento geração, ressaltamos a reconquista da concessão da UHE Governador Parigot de Souza em leilão promovido pelo Poder Concedente.

No segmento de transmissão, registramos a conclusão das obras de construção e o início da operação comercial: (i) das Linhas de Transmissão em 230Kv, Foz do Chopim – Salto Osório e Londrina – Figueira, (ii) da Subestação Curitiba Leste e Linha de Transmissão Curitiba – Curitiba Leste, ambos empreendimentos em 525Kv de propriedade da SPE Marumbi. Registramos ainda o início da construção da Linha de Transmissão Araraquara – Taubaté em 525Kv, após superados os obstáculos do licenciamento ambiental, e os avanços na construção das demais obras de transmissão.

Evidenciamos também, no segmento transmissão, a conclusão das obras e o início da operação comercial das Linhas de Transmissão Paranaíta – Cláudia, Cláudia – Sinop e das Subestações Paranaíta, Cláudia e Sinop, todas as instalações em 500Kv, de propriedade da SPE Matrinchá, além dos avanços na construção

das demais obras de transmissão das SPEs Matrinchã e Guaraciaba, após solução de problemas orçamentários, de dificuldades financeiras e de gestão das empreiteiras, com previsão de início da operação comercial no primeiro quadrimestre de 2016.

Importante também registrar a conquista da concessão das instalações de transmissão do Lote “E” do Leilão de concessão de Transmissão 005/2015, totalizando um investimento de R\$ 580 milhões.

Ressaltamos, por fim, os seguintes fatos relevantes:

- O pagamento de R\$ 1,4 bilhões em dividendos e/ou juros sobre o capital próprio para a Copel.
- A captação de R\$ 2,05 bilhões para financiar nosso programa de investimento.
- A reversão de provisão para litígio com a Ivaí Engenharia em decorrência de sentença do Superior Tribunal de Justiça – STJ.
- A repactuação do risco hidrológico das instalações com contratos no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, em função da exposição a um GSF – Generation Scaling Factor de 85,1%, que atenuou parcialmente o impacto na Companhia.
- A decisão de não repactuar o risco hidrológico das instalações com contratos no Ambiente de Contratação Livre – ACL, em face das condições inadequadas ofertadas pelo Poder Concedente.
- A aplicação de R\$ 15 milhões em Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento.
- A aplicação de R\$ 9,4 milhões em projetos sociais de incentivo à saúde, cultura e esporte.
- O investimento de R\$ 3,46 milhões em treinamento e desenvolvimento, atingindo uma média de 50 horas de treinamento por empregado no ano.
- A realização do INOV+ GeT, programa instituído para incentivar a criatividade dos empregados na busca de propostas inovadoras para a melhoria do resultado da Companhia e da criação de um ambiente de trabalho mais agradável e produtivo.

As importantes conquistas alcançadas neste exercício de 2015 resultam do trabalho, orientado pelo nosso referencial estratégico, com foco, disciplina, compromisso com a execução, as quais nos motivam para novas conquistas em 2016 com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento do Estado do Paraná e do Brasil.

Curitiba, 22 de março de 2016.

SERGIO LUIZ LAMY

Diretor Presidente

1. PERFIL ORGANIZACIONAL

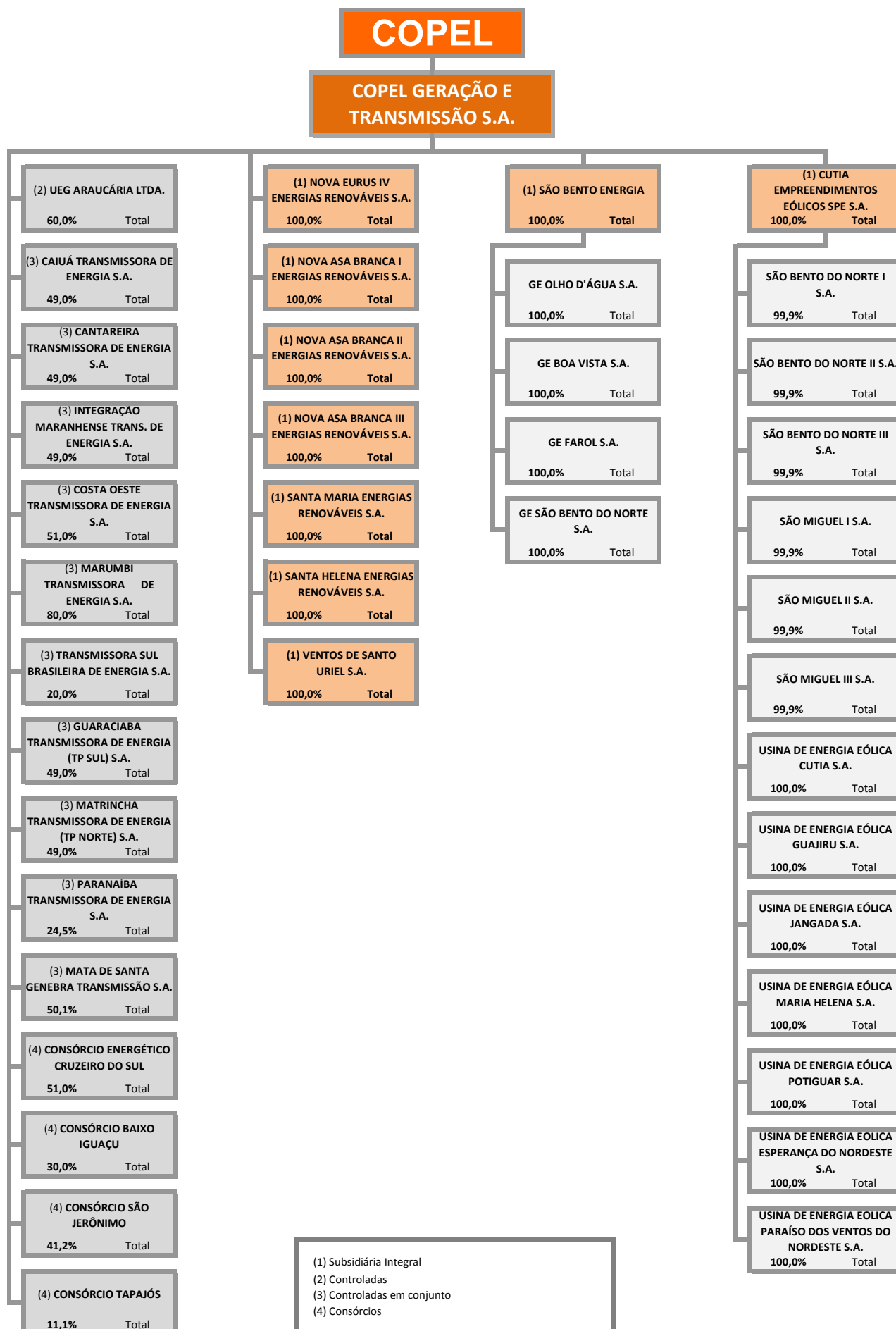
A Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel Geração e Transmissão ou Companhia) é uma sociedade anônima de capital fechado, subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia (Copel ou Controladora), que atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração e transmissão de energia. Opera um sistema elétrico com parque gerador próprio de usinas (hidrelétricas, térmicas e eólicas), linhas de transmissão e subestações inclusive em parceiras por meio de sociedades de propósito específico.

• Prêmios e certificações

Dentre as principais certificações e prêmios conquistados em 2015, destaca-se o “Prêmio Empresa Cidadã – Certificado pelas informações apresentadas em seus Relatórios Sociais” concedido pelo Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio.

• Organograma societário

A seguir, o organograma de participação societária da Companhia em 31.12.2015:



• Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	3,5	^{(2) (3)} 21,3	^{(2) (3)} 53,5
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	1,8	8,8	28,5

⁽¹⁾ Capacidade Instalada. Não incluídas as participações societárias da Copel GeT.

⁽²⁾ Não incluída a Usina de Itaipu

⁽³⁾ Não inclui as usinas do Rio Paranapanema

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

• Copel Geração e Transmissão em Números

Em R\$ mil (exceto quando indicado de outra forma)	2015	2014	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	12.036.684	9.766.421	23,2
Caixa e equivalentes de caixa	654.438	155.865	319,9
Títulos e valores mobiliários (circulante)	11.826	117.593	(89,9)
Dívida total	2.934.969	1.320.696	122,2
Dívida líquida	2.268.705	1.047.238	116,6
Receita operacional bruta	3.348.708	3.423.411	(2,2)
Deduções da receita	457.961	474.734	(3,5)
Receita operacional líquida	2.890.747	2.948.677	(2,0)
Custos e despesas operacionais	1.603.627	2.728.708	(41,2)
Equivalência patrimonial	187.626	350.412	(46,5)
Resultado das atividades	1.287.120	219.969	485,1
EBITDA ou LAJIDA	1.754.664	866.508	102,5
Resultado financeiro	(178.378)	129.999	(237,2)
IRPJ/CSLL	(268.955)	(17.994)	1.394,7
Lucro operacional	1.296.368	700.380	85,1
Lucro líquido do exercício	1.027.413	682.386	50,6
Patrimônio líquido	6.905.421	6.484.578	6,5
Juros sobre o capital próprio	284.387	263.986	7,7
Dividendos	488.021	648.267	(24,7)
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,0	1,0	-
Liquidez geral (índice)	0,5	0,6	(16,7)
Margem do EBITDA ou LAJIDA (%)	60,7	29,4	106,6
Dívida sobre o patrimônio líquido (%)	42,5	20,4	108,7
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	44,8	23,8	88,8
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	35,5	23,1	53,6
Participação de capital de terceiros (%)	42,6	33,6	26,9
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽¹⁾	15,8	10,0	57,8

2. GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Copel Geração e Transmissão, segue o modelo de governança de sua Controladora, que é pautado pela transparência, conformidade e responsabilidade social empresarial, de acordo com as melhores práticas propostas pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. São quatro os princípios que orientam a governança corporativa da Controladora e da Companhia: Transparência; Equidade; Prestação de Contas e Responsabilidade Corporativa. Maiores informações sobre esse tema podem ser obtidas no Relatório de Administração da Controladora.

2.1. Administração

• Conduta Ética

A Copel Geração e Transmissão preza pela conduta ética e atuação transparente. As diretrizes e princípios orientadores e disciplinadores estão refletidas em suas políticas corporativas e em seu Código de Conduta, documento que reflete a integridade dos procedimentos da empresa nas relações com seus empregados e demais partes interessadas. O Código foi instituído com base nos valores do Grupo Copel, nos princípios do Pacto Global e nos princípios da Governança Corporativa e serve como orientador a todas as pessoas que atuam em nome da Copel Geração e Transmissão, sejam empregados, administradores ou contratados. Cada empregado da Companhia recebe uma versão impressa do Código de Conduta e declara o compromisso com as disposições nele contidas.

O documento também está disponível no site da Copel para consulta de todas as partes interessadas (<http://goo.gl/SqWEhX>). Denúncias de fraudes de natureza contábil e fiscal, de assuntos relacionados à auditoria e controles internos, assédio moral e descumprimento do Código de Conduta, são tratadas por diferentes canais, tais como: Canal de comunicação confidencial, Ouvidoria, Comissão de análise de denúncias de assédio moral – Cadam e Conselho de Orientação Ética – COE. O detalhamento desses canais também encontram-se no Relatório de Administração da Controladora.

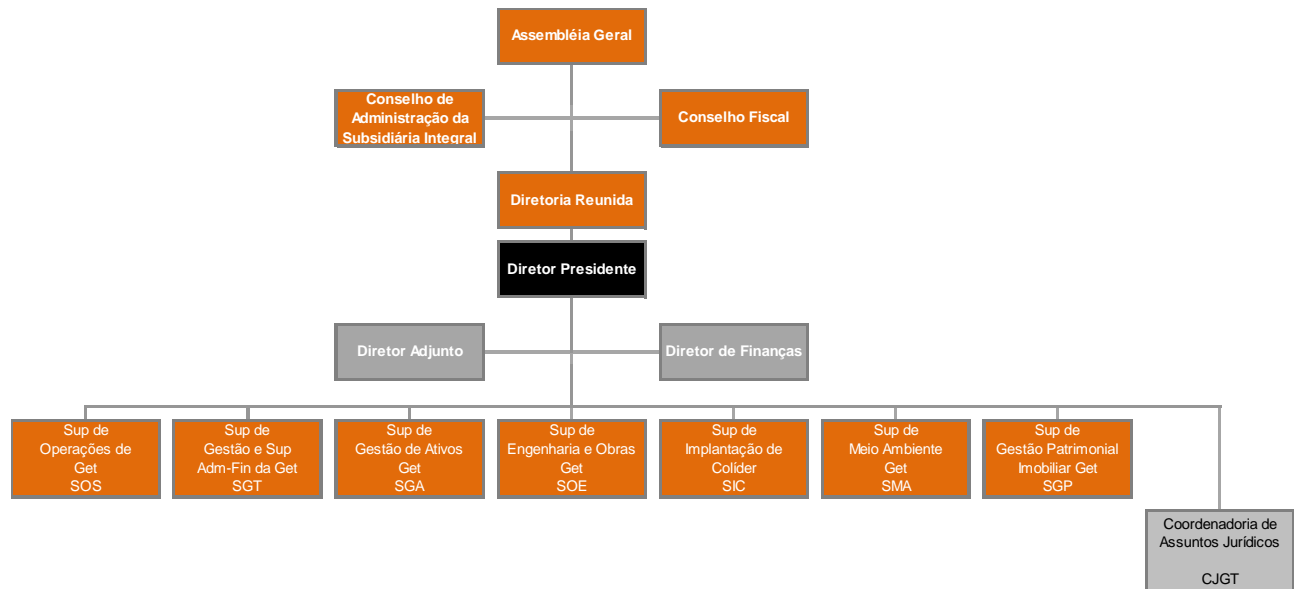
• Combate à Corrupção

A Companhia repudia a corrupção em todas as suas formas e oferece orientações para combatê-la. Elas são comunicadas a todos os empregados por meio do Código de Conduta. Todas as unidades operacionais são submetidas anualmente à avaliação de riscos relacionados à corrupção e a erros que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras.

A Copel está empenhada em aperfeiçoar seus processos e normas, conferindo maior transparência e segurança às suas atividades. Conheça seu hot site de *Compliance*, com detalhes sobre as práticas e políticas adotadas: <http://goo.gl/Q1J3uh>

• Estrutura de Governança

O organograma a seguir apresenta a estrutura organizacional da Companhia em 31.12.2015:



A Companhia segue as práticas e políticas de governança adotadas pela Controladora no tocante a Diretoria reunida, Assembleia geral de acionista, Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria, Conselho de Orientação Ética e Comitê de divulgação de atos e fatos relevantes.

• Referencial Estratégico

A Copel Geração e Transmissão segue o referencial estratégico da Controladora, descrito a seguir:

Missão: Prover energia e soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade

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

Valores e princípios:

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

• Diretrizes estratégicas da Companhia

A estratégia da Companhia orienta a condução e operação dos negócios a fim de alcançar sua Visão: “Ser referência nos negócios em que atua gerando valor de forma sustentável”. Para isso, a Companhia mantém um processo estruturado de planejamento estratégico, revisado anualmente, considerando as mudanças nos setores de atuação, na economia, alterações regulatórias e demandas das partes interessadas. Além das diretrizes estratégicas corporativas da Copel, as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo CAD da Controladora para os negócios de Geração e Transmissão que nortearam o planejamento estratégico atual são:

Diretrizes Estratégicas

- Ampliar a participação no mercado de geração e transmissão de forma sustentável e rentável;
- Investir em inovação, buscar as melhores práticas e pesquisar novas tecnologias;
- Renovar e modernizar os ativos com visão de longo prazo;
- Maximizar a rentabilidade da comercialização de energia;
- Otimizar os recursos da concessão;
- Manter as concessões e autorizações;
- Treinar e capacitar os empregados continuamente;
- Reter o conhecimento;
- Primar pela segurança no trabalho;

A partir do referencial estratégico da Companhia — Missão, Visão, Valores e diretrizes estratégicas, definidas e aprovadas pelo Conselho de Administração e Diretoria Executiva —, foram revisados os objetivos do Mapa Estratégico Corporativo e desdobrados em indicadores e metas capazes de orientar empregados, iniciativas corporativas e negócios da Companhia.

• O valor da sustentabilidade

A Companhia acredita que a sustentabilidade deve gerar valor para suas partes interessadas e minimizar os impactos negativos potenciais de sua operação. Com esse posicionamento, atrelado à gestão dos recursos naturais, a Companhia procura harmonizar os aspectos econômicos, sociais e ambientais de suas atividades. As estratégias de sustentabilidade da Companhia estão alinhadas ao seu referencial estratégico, às melhores práticas do setor elétrico e aos compromissos assumidos. Para promover essa conduta e compromisso, a Companhia conta com uma área de sustentabilidade empresarial na Diretoria de Relações

Institucionais da Controladora, que coordena as ações corporativas e seu Relatório de Sustentabilidade é aprovado pelo Conselho de Administração.

Suas ações são orientadas pela sua Política de Sustentabilidade e Cidadania Empresarial, que tem como princípios: comprometimento, atitude proativa diante da lei, diálogo, comunicação e transparência, respeito à dinâmica socioambiental, responsabilidade individual e valorização da diversidade.

• **Gestão de riscos**

No intuito de fortalecer seu processo de Governança Corporativa a Companhia adota a política de Gestão de Riscos Corporativos da Controladora, que estabelece como estratégia a Gestão Integrada de Riscos Corporativos - GIRC, que permite identificar e considerar todas as formas de riscos em seu processo decisório e nas atividades diárias. As diretrizes adotadas estão refletidas na Política de Gestão de Riscos Corporativos e são baseadas em estruturas e padrões reconhecidos, como o *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* - COSO e a ISO 31000, que têm como objetivos maximizar os valores econômicos, sociais e ambientais para todas as partes interessadas e assegurar a conformidade com as leis e regulamentos vigentes.

A estratégia de gestão de riscos adotada contempla riscos legais, regulatórios, socioambientais e reputacionais, entre outros. Sua identificação e análise servem de base ao processo decisório e às atividades operacionais e é realizada a partir do seguinte perfil:

- **Riscos Estratégicos:** são associados ao planejamento estratégico e à tomada de decisão da alta administração, e que podem acarretar perdas substanciais no valor econômico da Companhia.
- **Riscos Operacionais:** são relacionados a eventos originados na própria estrutura da organização — por meio de seus processos, seu quadro funcional ou seu ambiente de tecnologia — e a eventos externos associados ao aspecto econômico, político, socioambiental, natural ou setorial em que a organização atua.
- **Riscos Financeiros:** são relacionados às operações financeiras da Companhia, incluindo riscos de mercado, crédito e liquidez.

Em função da incerteza intrínseca aos riscos e à natureza do setor em que opera, o modelo de gestão de riscos da Companhia adota parâmetros de apetite ao risco; considera sua possibilidade de ocorrência e seus impactos financeiros, operacionais e de imagem; prevê ferramentas para seu tratamento e sua mitigação e, no âmbito dos seus negócios, promove inúmeras ações que estão alinhadas ao princípio da precaução.

Como parte das ações adotadas, a Copel estabeleceu o Comitê de Gestão de Riscos Corporativos, órgão de caráter consultivo e permanente, cujos objetivos a supervisão e o monitoramento do gerenciamento de riscos e o assessoramento ao Comitê de Auditoria da Controladora, de forma a assegurar a boa gestão dos recursos e a proteção e valorização do seu patrimônio.

Desde 2014, como forma de dar continuidade ao aprimoramento desse modelo de gestão de riscos corporativos, a Companhia intensifica a utilização de seu software de gerenciamento de riscos (SAP-GRC),

que é integrado ao seu sistema de gestão e auxilia no controle dos principais indicadores de risco, alinhando os eventos de risco com seu potencial impacto, propiciando a tomada de decisão dos gestores de riscos nos diversos níveis da Companhia. Além disso, atua de forma sistemática na avaliação de riscos de corrupção, submetendo as unidades operacionais anualmente à avaliação de riscos relacionados à corrupção e a erros que possam interferir nos resultados de suas demonstrações financeiras.

Os controles internos são testados pela Auditoria Interna da Companhia, visando avaliar a efetividade quanto à mitigação dos riscos identificados. Nesse contexto são consideradas as atividades mais suscetíveis a fraudes, as melhores práticas de auditoria do mercado e a experiência dos auditores. Os resultados de tais testes são reportados à alta administração da Companhia e são demandadas ações corretivas para os casos de não conformidades. A Companhia também submete seus processos e controles internos à empresa de auditoria independente, a qual realiza novos testes de conformidade dos controles internos, inclusive contra riscos de fraude.

Além de tais procedimentos, a Companhia adota como prática a emissão, pelos gestores dos processos, de Certificados de Controles Internos, semestrais e anuais, pelos quais os gerentes formalizam sua ciência quanto às não conformidades encontradas pela Auditoria Interna nos processos sob sua gestão, bem como seu compromisso de regularizá-las.

• Auditoria Externa

Nos termos estabelecidos pela Instrução nº 381/2003 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, e conforme norma interna de Governança Corporativa, a Companhia tem contrato com a KPMG Auditores Independentes desde 18 de abril de 2011, para prestação de serviços de auditoria das demonstrações financeiras, com prazo de duração de 12 meses, com os devidos aditamentos, sendo seu encerramento em 17 de abril de 2016. A cada cinco anos, seguindo o sistema de rodízio de Auditores independentes conforme instrução CVM nº 308/99, a Companhia troca a empresa responsável pela auditoria. Desde sua contratação foram prestados somente serviços relacionados a auditoria externa independente. A Companhia tem como ponto fundamental não contratar outros serviços de consultoria com a KPMG Auditores Independentes que interfiram na independência e objetividade dos trabalhos de auditoria externa assegurando dessa forma a inexistência de conflitos de interesse.

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

O aumento da taxa básica de juros nos Estados Unidos¹ marcou o cenário macroeconômico internacional em 2015 ao sinalizar que a maior economia do globo começa a se recuperar dos impactos causados pela última crise financeira que atingiu os mercados mundiais. Essa perspectiva de melhora, entretanto, não alcançou a zona do euro, cujos indicadores apontam para baixo crescimento e inflação, e tampouco a China que, além de crescer menos do que o esperado pelo governo, encerrou o ano restringindo o nível da atividade industrial em Pequim devido à piora significativa dos índices que medem a qualidade do ar na capital chinesa. Para 2016, projeta-se² que os Estados Unidos irão crescer 2,6% incentivados pela demanda doméstica, a zona do euro irá apresentar expansão moderada de 1,7% e a China, que reduzirá mais uma vez o ritmo de crescimento, irá alcançar desempenho de 6,3% do seu Produto Interno Bruto, resultados que, segundo o FMI, fortalecem a expectativa de um crescimento global “decepcionante”.

Internamente, em recessão, o Brasil contabilizou em 2015 (i) recuo previsto de 3,8% de sua economia, (ii) aumento da taxa de desemprego (9% da população economicamente ativa no trimestre encerrado em novembro) atribuído principalmente à indústria de transformação, à construção civil e ao comércio, (iii) inflação acima do teto estabelecido pelo Comitê de Política Monetária (10,67%) apesar de a taxa básica de juros ter sido majorada para 14,25% ao ano e (iv) incremento da dívida bruta agravado pelo segundo ano consecutivo de déficit fiscal (1,88% do PIB). A falta de implementação de medidas capazes de equacionar as contas públicas levou o país a adicionalmente perder a sua condição de “grau de investimento” e o dólar a desvalorizar-se cerca de 50% ao longo do ano. Para 2016, estima-se³ inflação de 7,6% (novamente acima do teto da banda de flutuação) e retração de 3,4% do PIB no que se configura ser a maior e mais longa recessão da história brasileira. De acordo com analistas, a recuperação da economia somente deverá ocorrer em 2017 e, ainda assim, a depender do avanço da política fiscal e da estabilização do quadro político nacional perturbado, entre outras razões, pelos desdobramentos das investigações da Operação Lava Jato.

No Paraná, dado preliminar indica que o Produto Interno Bruto estadual contraiu 2,8% em 2015 em comparação ao mesmo período de 2014. No acumulado do ano, a agropecuária e o setor de serviços, que inclui o comércio, mostraram comportamento melhor do que o da média brasileira, porém, a indústria de transformação acompanhou a retração da indústria nacional. Conforme assevera o Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social - Iparides, quando a economia for retomada, o Estado terá condições de sair mais rapidamente da crise em função de fatores como o grande volume de suas exportações e o poder de compra de sua população que vem sendo mantido preservado.

¹ Mantida estável desde dezembro de 2008, a política do juro quase zero foi instituída para estimular a economia americana

² World Economic Outlook (FMI) de 19.01.2016

³ Boletim Focus (Banco Central) de 19.02.2016

3.2. Ambiente regulatório

Desde 2013 o Setor Elétrico Brasileiro enfrenta uma importante crise que pode ser dividida em 3 momentos distintos: (i) a partir de 2013 um período de restrições hidrológicas que prejudicou a produção de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN; (ii) a desestruturação financeira dos agentes de geração e distribuição causada pela exposição ao mercado de curto prazo, seguido por um quadro de intensa judicialização, praticamente travando as operações no mercado de energia nacional a partir de fins de 2014, e; (iii) repactuação dos passivos contraídos pelos agentes neste período e tentativa de destravamento do setor.

Neste contexto, 2015 foi um ano em que o setor elétrico brasileiro teve o seu ambiente regulatório fortemente influenciado pela busca de soluções para o equacionamento desta terceira fase da crise. Após um longo período de discussões com a sociedade, o Governo Federal editou a MP nº 688, posteriormente convertida na Lei nº 13.203/2015. Na sequência, em 11.12.2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel publicou a Resolução Normativa nº 684, que estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia.

Diante disso, a Copel Geração e Transmissão protocolou junto à Aneel o requerimento de adesão à repactuação do Risco Hidrológico para a UHEs Mauá e Foz do Areia. O pleito totaliza 324,1 MW médios de garantia física no ambiente regulado.

• Risco de Racionamento

Aproximadamente 61,0% da capacidade instalada no País atualmente é proveniente de geração hidrelétrica (Aneel - Banco de Informações de Geração), o que torna o Brasil e a região geográfica em que operamos sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas desfavoráveis podem causar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como uma racionalização ou até uma redução obrigatória de consumo, que é o caso de um racionamento.

Ao longo de 2015, as principais bacias hidrográficas do País, onde estão localizados os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga. Todavia, no decorrer deste período úmido (dezembro de 2015 à abril de 2016) tem se observado a recuperação dos níveis dos reservatórios dos subsistema Sudeste, que representa cerca de 70,0% da capacidade de armazenamento do Sistema Interligado Nacional.

Desta forma, em relação ao risco no curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem apontado equilíbrio entre demanda e oferta de energia, mantendo os índices dentro margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no PEN 2015 – Plano da Operação Energética 2015-2019.

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

• Prorrogação das Concessões

Outro ponto que concentrou atenções no ambiente regulatório e que poderiam impactar fortemente na continuidade dos negócios da Companhia foi a renovação das concessões das usinas que não haviam renovado sua concessão quando do advento da Medida Provisória - MP nº 579/2012.

Importante resgatar que, em 2012 foi estabelecido um novo regramento para as concessões no setor elétrico, fato que permitiu a prorrogação das concessões, desde que aceitas uma série de contrapartidas do concessionário por parte do Poder Concedente. Deste modo, foi editada a MP nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, que dispôs dentre outras, sobre o tratamento a ser dado às concessões de geração e transmissão alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995, cujo vencimento se daria entre os anos de 2015 e 2017 e que já haviam sofrido uma única renovação.

Concessões de Geração

Para as concessões de geração, ficou estabelecida uma prorrogação de 30 anos. A prorrogação foi facultada ao concessionário e sua adesão dependeu, além da aceitação de antecipação do termo original de sua concessão, também da aceitação expressa das seguintes condições: i) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; ii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; e, iv) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

A Copel Geração e Transmissão, após conhecimento das condições de renovação, procedeu às análises possíveis, concluiu quanto a não viabilidade da renovação naquele momento das concessões de geração de suas quatro usinas vincendas entre 2014 e 2015: Rio dos Patos com 1,8 MW de capacidade instalada, Usina Governador Pedro Viriato Parigot de Souza com 260,0 MW, Mourão com 8,2 MW e Chopim I com 1,8 MW.

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

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

Concessões de Transmissão

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

A Copel Geração e Transmissão, após conhecimento das condições de renovação, procedeu às análises e avaliações, optando pela renovação do contrato de transmissão. Entretanto, a prorrogação desconsiderou uma série de investimentos feitos pelas concessionárias e que não foram ressarcidos pelo poder concedente. Deste modo, em 2013 foi publicada a Resolução Normativa Aneel nº 589, que estabeleceu o regramento para indenização dos investimentos existentes em 31.05.2000, chamados de RBSE e RPC, ainda não amortizados e/ou depreciados em 2012.

Em 30.03.2015 a Copel Geração e Transmissão entregou à Aneel o laudo de avaliação para o ressarcimento destes investimentos, o qual aguarda validação por parte da agência para posterior pagamento por parte do Ministério de Minas e Energia - MME.

• Fluxo de Energia (em % e GW/hora)

Fluxo de energia (GWh)			
Geração própria		24.960	- 98,4%
Energia recebida		401	- 1,6%
Dona Francisca		257	
CCEE (CCP/MCP)		-	
MRE		144	
Disponibilidade		25.361	
CCEAR		4.672	- 18,4%
CCEAR DIS		215	
CCEAR		4.457	
Outros contratos		20.079	- 79,2%
Consumidores livres		3.906	
Contratos Bilaterais		6.675	
VCP		2.138	
MRE		7.360	
Perdas e diferenças		610	- 2,4%

MRE = Mecanismo de Realocação de Energia

VCP = Venda curto prazo

CCEAR= Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE(CCP/MCP) = Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Compra Curto Prazo/Mercado de Curto Prazo)

* Não incluída a geração de energia das participações societárias da Copel Geração e Transmissão.

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

A Copel Geração e Transmissão opera 19 usinas próprias e participa em outras 12 usinas, sendo 17 hidrelétricas, 12 eólicas e 2 termelétricas, com capacidade instalada total de 5.314,4 MW e garantia física de 2.421,2 MW médios, conforme quadro:

Usinas em Operação – Características Físicas

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Venci-mento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	1.240,0	605,0	100%	1.240,0	605,0	18.02.1999	04.05.2030
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	1.260,0	603,0	100%	1.260,0	603,0	29.09.1992	15.11.2029
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	1.676,0	576,0	100%	1.676,0	576,0	01.10.1980	23.05.2023
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	05.01.2046
UHE Mauá	363,0	197,7	51%	185,1	100,8	23.11.2012	02.07.2042
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	26.09.1957	16.08.2026
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	15.03.1931	16.08.2026
PCH Cavernoso II	19,0	10,6	100%	19,0	10,6	15.05.2013	27.02.2046
UHE Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	12.10.2025
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	15.11.2029
UHE Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	(1)
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	03.12.2024
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	(2)
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	08.12.1965	07.01.2031
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	(2)
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	03.12.1959	(2)
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	09.07.1911	(2)
Total das Hidrelétricas	4.901,7	2.149,3		4.723,8	2.052,4		
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	07.05.2047
Santa Helena	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	06.05.2015	08.04.2047
Olho d'Água	30,0	15,3	100%	30,0	15,3	25.02.2015	31.05.2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	100%	30,0	14,6	25.02.2015	18.05.2046
Eurus IV	27,0	13,7	100%	27,0	13,7	20.08.2015	26.04.2046
Asa Branca I	27,0	13,2	100%	27,0	13,2	05.08.2015	24.04.2046
Asa Branca II	27,0	12,8	100%	27,0	12,8	15.09.2015	30.05.2046
Asa Branca III	27,0	12,5	100%	27,0	12,5	04.09.2015	30.05.2046
Farol	20,0	10,1	100%	20,0	10,1	25.02.2015	19.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	08.04.2047
Boa Vista	14,0	6,3	100%	14,0	6,3	25.02.2015	27.04.2046
Palmas	2,5	0,5	100%	2,5	0,5	12.11.1999	28.09.2029
Total das Eólicas	280,1	139,4		280,1	139,4		
Termelétricas							
UTE Figueira	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	26.03.2019
UTE Araucária	484,1	365,2	60%	290,5	219,1	27.09.2002	22.12.2029
Total das Termelétricas	504,1	375,5		310,5	229,4		
Total das Fontes	5.685,9	2.664,2		5.314,4	2.421,2		

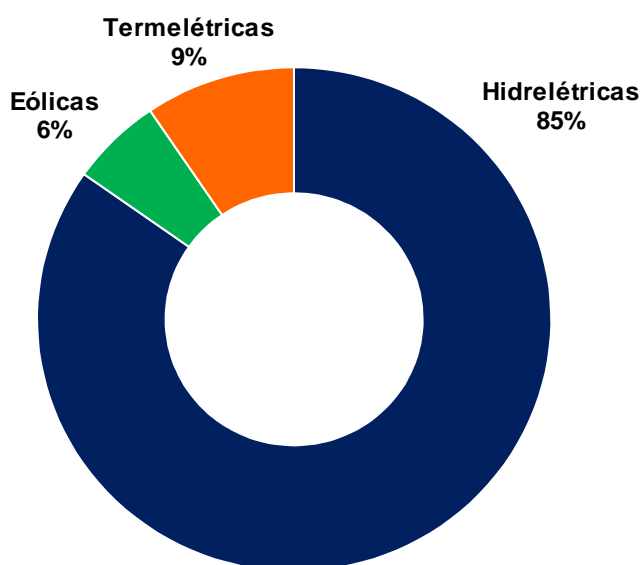
(1) Em processo de homologação na Aneel.

(2) Registro conforme Despacho Aneel n° 182/2002 e Resolução Aneel n° 5.373/2015.

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

Em 2015 foram concluídas as construções de 11 parques eólicos e estão em construção outros 13, os quais já acrescentaram 277,6 MW e que acrescentarão outros 331,9 MW de capacidade instalada de energia eólica no período de 2017 a 2019. A composição do parque gerador por fonte é a seguinte:

Parque de Geração – Garantia Física por Fonte



Ao final do exercício, a Companhia está concentrando esforços na construção de 15 usinas, que adicionarão 736,9 MW de capacidade instalada e 357,6 MW médios de garantia física ao parque gerador da Companhia, conforme quadro:

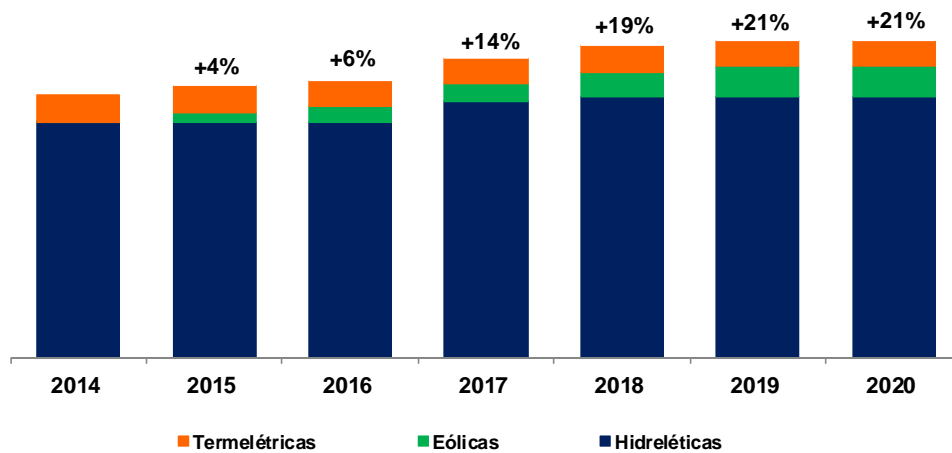
Projetos de Usinas em Construção – Características Físicas

Empreendimento	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Previsão de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Colíder	300,0	179,6	100%	300,0	179,6	Início de 2017	16.01.2046
UHE Baixo Iguaçu	350,2	172,8	30%	105,1	51,8	01.12.2018	19.08.2047
Total das Hidrelétricas	650,2	352,4		405,1	231,4		
Eólicas							
GE Maria Helena	30,0	12,0	100%	30,0	12,0	01.10.2017	04.01.2042
Potiguar	28,8	11,5	100%	28,8	11,5	01.10.2017	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	30,0	10,6	100%	30,0	10,6	01.10.2017	10.05.2050
GE Jangada	30,0	10,3	100%	30,0	10,3	01.10.2017	04.01.2042
Dreen Cutia	25,2	9,6	100%	25,2	9,6	01.10.2017	04.01.2042
Esperança do Nordeste	30,0	9,1	100%	30,0	9,1	01.10.2017	10.05.2050
Dreen Guajiru	21,6	8,3	100%	21,6	8,3	01.10.2017	04.01.2042
São Bento do Norte I	24,2	9,7	99,9%	24,2	9,7	01.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte II	24,2	10,0	99,9%	24,2	10,0	01.01.2019	03.08.2050
São Bento do Norte III	22,0	9,6	99,9%	22,0	9,6	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel I	22,0	8,7	99,9%	22,0	8,7	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel II	22,0	8,4	99,9%	22,0	8,4	01.01.2019	03.08.2050
São Miguel III	22,0	8,4	99,9%	22,0	8,4	01.01.2019	03.08.2050
Total das Eólicas	332,0	126,2		331,9	126,1		
Total das Fontes	982,2	478,6		736,9	357,6		

Foram investidos R\$ 2,2 bilhões nestes empreendimentos de geração até 31.12.2015 sendo R\$ 1,8 bilhão até 31.12.2014. Do total, R\$ 2,171 bilhões referem-se ao incremento de ativo imobilizado em curso das usinas próprias e em consórcio e o restante se refere a aportes de capital nas empresas em que há participação da Companhia.

A evolução do parque gerador com a entrada em operação comercial gradativa das usinas em construção, pode ser representado da seguinte forma:

Evolução do parque gerador



No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Repactuação do Risco Hidrológico:** Em 23.12.2015, a Copel Geração e Transmissão protocolou pedido de repactuação do risco hidrológico no ACR das usinas Mauá e Foz do Areia, o qual foi anuído através do Despacho Aneel nº 84/2016. De acordo com o Termo de Repactuação e em decorrência de sua retroatividade, a Companhia adquiriu o direito de recuperar parcialmente o custo com o GSF de 2015, no montante de R\$ 33,55 por MW médio para a classe do produto SP100 referente ao prêmio de risco por ela contratado.

- **Centro de Operação de Geração e Transmissão (COGT):** A Copel Geração e Transmissão foi a primeira concessionária de energia elétrica do País a implantar e operar de forma centralizada um centro de operação da geração – COG, responsável pela supervisão, acompanhamento e operação centralizada e remota das principais usinas da Companhia. O COGT é responsável pela operação remota do parque gerador próprio, além de outras usinas para as quais a Companhia presta serviços de operação e manutenção.
- **Usina Hidrelétrica Colíder:** A usina localizada no Rio Teles Pires, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba, no Mato Grosso, teve as obras iniciadas em 2011 e deve absorver R\$ 2,1 bilhões em investimentos. Em 2015 iniciaram-se os trabalhos de supressão da vegetação na área do futuro reservatório e 90% das obras já foram concluídas. Também iniciou-se as obras da linha de transmissão que vai ligar a usina à subestação Cláudia. A nova linha de transmissão terá 63 quilômetros de extensão e vai passar por Nova Canaã do Norte, Itaúba e Cláudia. O empreendimento terá 300 MW de capacidade instalada, com previsão de entrar em operação comercial no início de 2017. A Copel Geração e Transmissão conquistou a concessão para implantação e exploração da usina por 35 anos no leilão de energia realizado pela Aneel em 30.07.2010.

- **Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu:** Com participação de 30% no empreendimento, a Companhia estima investir R\$ 592,4 milhões. Em março de 2015, foi publicada decisão autorizando a retomada das obras que haviam sido paralisadas em função da suspensão da Licença de Instalação do empreendimento pelo Tribunal Regional Federal da 4ª região. No entanto, o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - ICMBio impôs condicionantes adicionais ao licenciamento ambiental que impediram a retomada imediata da obra. O consórcio empreendedor encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, o consórcio está tomando providências para que as obras sejam retomadas na sua plenitude o mais breve possível.

Em decorrência de ato do poder público, caso fortuito e de força maior, a Aneel, através do Despacho nº 130 de 19.01.2016, reconheceu, a favor do Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, excludência de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 626 dias, recomendando ao MME a prorrogação do prazo da outorga e determinando à CCEE que promova a postergação do início do período de suprimento dos CCEARs pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

A usina terá capacidade instalada de 350,2 MW com participação de 30% da Copel Geração e Transmissão em parceria com a Geração Céu Azul S.A.

- **Usina Hidrelétrica São Jerônimo:** O projeto compreende o futuro aproveitamento hidrelétrico São Jerônimo, com potência instalada prevista de 331 MW, localizado no rio Tibagi, no Estado do Paraná. A implantação do empreendimento terá como base a concessão de uso do bem público constante do Edital de Leilão Aneel 02/2001 e que está adjudicada ao Consórcio São Jerônimo, no qual a Companhia possui 41,2% de participação. Para o início das obras é necessária a autorização do Congresso Nacional, em conformidade com o artigo 231, parágrafo 3º, da Constituição Federal, visto que o reservatório da usina atinge áreas indígenas.

- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. A usina possui 20 MW de capacidade instalada e a modernização tem previsão de conclusão para setembro de 2016 a qual resultou até 31.12.2015 em R\$ 55,6 milhões de investimentos.

3.3.2. Transmissão

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

A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 3.772,1 km de linhas de transmissão e 38 subestações da rede básica com potência de transformação da ordem de 14.102 MVA. Maiores informações na Nota Explicativa nº 2.1 das Demonstrações Financeiras.

As concessões de transmissão em operação em 31.12.2015 estão gerando uma Receita Anual Permitida – RAP à Companhia de R\$ 271,5 milhões, proporcional à sua participação nos empreendimentos.

Ao final do exercício, a Companhia está concentrando esforços na construção de 10 empreendimentos, que adicionarão 4.329,6 km de extensão e 1.800 MVA de capacidade de transformação ao conjunto de linhas e subestações de transmissão próprios e em parceria, conforme quadro a seguir:

Projetos de Linhas e Subestações de Transmissão – Características Físicas

Linhas e Subestações de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Trans-formação (MVA)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias			582,6	600		
Contrato nº 010/10 - LT Araraquara 2 - Taubaté	CS	500 kV	334,3	-	30.03.2017	05.10.2040
Contrato nº 002/13 - LT Assis - Paraguaçu Paulista II	CD	230 kV	41,5	-	25.01.2016	24.02.2043
- SE Paraguaçu Paulista II	-	230 kV	-	150		
Contrato nº 005/14 - LT Bateias - Curitiba Norte	CS	230 kV	31,7	-	29.07.2016	28.01.2044
- SE Curitiba Norte	-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 021/14 - LT Foz do Chopim - Realeza	CS	230 kV	52,1	-	05.03.2017	04.09.2044
- SE Realeza	-	230/138 kV	-	150		
Contrato nº 022/14 - LT Assis - Londrina C2	CS	500 kV	123,0	-	05.09.2017	04.09.2044
Sociedades de Propósito Específico			3.747,0	1.200		
Contrato nº 012/12 - LT Paranatinga - Ribeirãozinho	CD	500 kV	355,0	-		
- LT Paranaíta - Cláudia	CD	500 kV	300,0	-		
- LT Cláudia - Paranatinga	CD	500 kV	350,0	-	31.03.2016	09.05.2042
- SE Paranaíta (a)	-	500 kV	-	-		
- SE Cláudia (a)	-	500 kV	-	-		
- SE Paranatinga (a)	-	500 kV	-	-		
Contrato nº 013/12 - LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3	CS	500 kV	250,0	-		
- LT Rio Verde Norte - Marimbondo II	CD	500 kV	350,0	-	31.03.2016	09.05.2042
- SE Marimbondo II (a)	-	500 kV	-	-		
Contrato nº 007/13 - LT Barreiras II – Rio das Éguas	CS	500 kV	244,0	-		
- LT Rio das Éguas – Luziânia	CS	500 kV	373,0	-	30.04.2016	01.05.2043
- LT Luziânia – Pirapora 2	CS	500 kV	350,0	-		
Contrato nº 001/14 - LT Itatiba - Bateias	CS	500 kV	399,0	-		
- LT Araraquara 2 - Itatiba	CS	500 kV	207,0	-		
- LT Araraquara 2 - Fernão Dias	CS	500 kV	241,0	-	14.11.2017	13.05.2044
- SE Santa Bárbara d'Oeste (a)	-	440 kV	-	-		
- SE Itatiba (a)	-	500 kV	-	-		
- SE Fernão Dias	-	500/440 kV	-	1.200	14.05.2018	
Contrato nº 019/14 - LT Estreito - Fernão Dias	CD	500 kV	328,0	-	05.03.2018	04.09.2044
Total			4.329,6	1.800		

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

•Obras autorizadas pela Aneel

Em janeiro de 2015, entrou em operação um novo banco de capacitores em 230 kV – 50 Mvar na subestação Guaíra, localizada na região oeste do Paraná, o que proporcionou uma melhora significativa nos níveis de tensão do sistema elétrico da região. A obra foi autorizada pela Resolução Aneel nº 4.005/2013, proporcionando à Companhia um incremento na RAP de aproximadamente R\$ 900,0 mil.

Em 29.03.2015, entrou em operação o segundo circuito da linha de transmissão em 230 kV que interliga as subestações Foz do Chopim e Salto Osório, situadas nos municípios de Quedas do Iguaçu e São Jorge D'Oeste respectivamente. A nova linha possui uma extensão de 10 km e reforça o fluxo de energia que é transmitida pelo Sistema Interligado Nacional - SIN. O empreendimento é parte do objeto do contrato de concessão nº 022/2012.

Já em 28.06.2015, foi concluído o segundo circuito da linha de transmissão em 230 kV entre as subestações Londrina e Figueira, situadas nos municípios de mesmo nome. A nova rede possui uma extensão de 88 km e também reforça o SIN. Com a conclusão do empreendimento, que também faz parte do contrato de concessão nº 022/2012, a Companhia passou a receber uma RAP de R\$ 5,1 milhões.

Em 28.06.2015 entrou em operação a SPE Marumbi Transmissora de Energia — investimento em parceria que contém 80% de participação da Companhia — com a energização da Subestação e da Linha de Transmissão, objeto de contrato de concessão nº 008/2012.

Em 25.01.2016 iniciou-se a operação da nova subestação de energia em Paraguaçu Paulista, na região sudoeste de São Paulo. A subestação opera em 230 kV e conta com três transformadores monofásicos de 50 MVA cada, somando 150 MVA de potência de transformação total. A instalação possui ainda um transformador reserva para situações emergenciais. O empreendimento inclui uma linha de transmissão com 41,5 km de extensão que conecta Paraguaçu Paulista II a outra subestação já existente no município vizinho de Assis. O conjunto cumpre a função de melhorar o escoamento da energia proveniente de usinas térmicas à biomassa existentes na região, atendendo ao aumento da demanda por eletricidade registrado principalmente nos municípios de Presidente Prudente, Assis e Salto Grande. Este é o segundo empreendimento de transmissão da Companhia fora das fronteiras do Paraná.

• **Grandes obras e novas concessões**

Começaram a ser construídas a subestação Curitiba Norte 230 kV, na região metropolitana de Curitiba, e a linha de transmissão com 31,7 km de extensão que irá conectá-la a outra subestação já existente denominada SE Bateias. Esse empreendimento prevê receber R\$ 69,0 milhões em investimentos e proporcionar à Companhia uma RAP de aproximadamente R\$ 7,8 milhões com a entrada em operação prevista para o segundo semestre de 2016.

Nesse ano, também foi emitida licença de instalação para um trecho da linha de transmissão Araraquara 2 — Taubaté, em construção no Estado de São Paulo, objeto do contrato de concessão nº 010/2010.

A Companhia trabalha ainda na implantação dos seguintes projetos:

- Subestação Realeza Sul, que será construída na região Sudoeste do PR e vai operar na tensão de 230 kV, e uma linha de transmissão com 52,1 km de extensão que irá conectá-la a outra subestação já existente denominada SE Foz do Chopim. A previsão de investimento para este empreendimento é de R\$ 49,0 milhões e proporcionará à Companhia uma RAP de aproximadamente R\$ 6,5 milhões, com a entrada em operação prevista para o primeiro trimestre de 2017.
- Linha de transmissão 500 kV com 123 km de extensão que irá conectar as subestações Londrina e Assis, no Estado de São Paulo. Esse empreendimento deve receber R\$ 135,0 milhões em investimentos e proporcionar à Companhia uma RAP de aproximadamente R\$ 16,8 milhões quando entrar em operação em 2017.
- Ampliações nas subestações Bateias e Guaíra, com a instalação de novos bancos de capacitores, além da instalação de uma linha de transmissão 230 kV com 132 km de extensão (em dois trechos de 46 e 96 km, respectivamente) que irá conectar as subestações Ponta Grossa Norte e Figueira, com seccionamento na nova subestação KLACEL (Klabin Celulose), em Ortigueira. Esses empreendimentos têm previsão de receber R\$ 88,0 milhões em investimentos e proporcionar à

Companhia uma RAP de aproximadamente R\$ 12,3 milhões, com previsão de entrada em operação para novembro de 2016 e julho de 2017, respectivamente.

Em novembro de 2015, a Companhia arrematou o lote E no leilão de transmissão Aneel nº 005/2015. Com investimentos previstos de aproximadamente R\$ 580,6 milhões, as obras somam 230 km de linhas de transmissão, além três novas subestações — que devem somar 900 MVA de potência instalada. O lote inclui os seguintes projetos:

- Linha de transmissão Uberaba — Centro, com 8 km de linha subterrânea, além da subestação Curitiba Centro, na capital do Paraná;
- Linha de transmissão de 142 km a ser construída a partir da subestação Curitiba Leste, em São José dos Pinhais até a subestação Blumenau no Estado de Santa Catarina;
- Subestação Medianeira mais seccionamento de linha existente Cascavel — Foz do Iguaçu Norte;
- Linha de transmissão Baixo Iguaçu — Realeza, com 38 km de extensão e com objetivo de escoamento da energia da nova UHE Baixo Iguaçu.
- Subestação Andirá Leste mais seccionamento de linha existente Assis — Salto Grande.

3.3.3. Participações

Com o intuito de ampliar a participação no mercado de geração e transmissão, ação definida pelas diretrizes estratégicas da Copel Geração e Transmissão, a empresa tem buscado investir em participações societárias de empresas de propósito específicos e consórcios. Maiores informações na NE 1.1.

3.3.4. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D

Em conformidade com a Lei n.º 9.991/2000, as concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica devem aplicar anualmente um percentual mínimo de sua Receita Operacional Líquida - ROL em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - P&D, segundo regulamentos estabelecidos pela Aneel. O projeto de P& D no setor de energia elétrica deve ser original e inovador.

A Companhia aplicou aproximadamente R\$ 15,0 milhões na execução de seu programa de P&D de geração e transmissão, composto por 29 projetos, sendo que, em 14 deles a Companhia participou de forma cooperada com outras empresas. Destes, 2 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, por meio de Chamada de Projetos.

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

4.1. Caixa e equivalentes de caixa

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 2015 e 2014 totalizaram R\$ 654,4 milhões e R\$ 155,9 milhões respectivamente. A variação deve-se principalmente por:

- **Fluxo de Caixa das Atividades Operacionais**

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2015 e 2014 totalizou R\$ 1.228,7 milhões e R\$ 1.288,0 milhões, respectivamente, mantendo-se praticamente estável.

- **Fluxo de Caixa das Atividades de Investimento**

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento em 2015 foi de R\$ 819,5 milhões, composto pelas aquisições de Investimentos, Imobilizado e Intangíveis nos valores de R\$ 513,2 milhões, R\$ 456,5 milhões e R\$ 5,0 milhões, respectivamente, parcialmente compensados pelas variações de aportes e resgates de Aplicações Financeiras no valor de R\$ 155,2 milhões.

- **Fluxo de Caixa das Atividades de Financiamento**

O fluxo de caixa gerado nas atividades de financiamento durante 2015 totalizou R\$ 89,4 milhões, e foi composto pelo ingresso de Empréstimos e Financiamentos e Debêntures no total de R\$ 2.057,1 milhões, parcialmente compensado pela Amortização de Empréstimos e Financiamentos de R\$ R\$ 511,6 milhões e pagamento de R\$ 1.456,2 milhões a título de dividendos à Controladora.

4.2. Receita Operacional Líquida

Em 2015, a Receita Operacional Líquida teve decréscimo de R\$ 57,9 milhões, representando 2,0% de redução em relação a 2014. Tal variação decorre principalmente de:

- 1) Acréscimo de R\$ 52,1 milhões em **Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente de reajuste de contratos.
- 2) Decréscimo de R\$ 190,3 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, devido principalmente à:
 - encerramento de contratos bilaterais e de leilão;
 - queda no preço médio do PLD, e;
 - impacto da aplicação do GSF na liquidação do mercado de curto prazo.
- 3) Acréscimo de R\$ 54,8 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, decorrente sobretudo

do reajuste ocorrido em junho de 2015 e da entrada em operação comercial de novos ativos;

- 4) Acréscimo de R\$ 26,4 milhões na **Receita de Construção**. A Companhia contabiliza receitas relativas a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de transmissão de energia elétrica, as quais totalizaram R\$ 232,6 milhões em 2015 e R\$ 206,2 milhões em 2014. Os respectivos gastos são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **custo de construção**, quando incorridos.

4.3. Custos e Despesas Operacionais

Tiveram decréscimo de R\$ 1.125,1 milhões em 2015, representando uma redução de 41,2% em relação a 2014, influenciados, principalmente por:

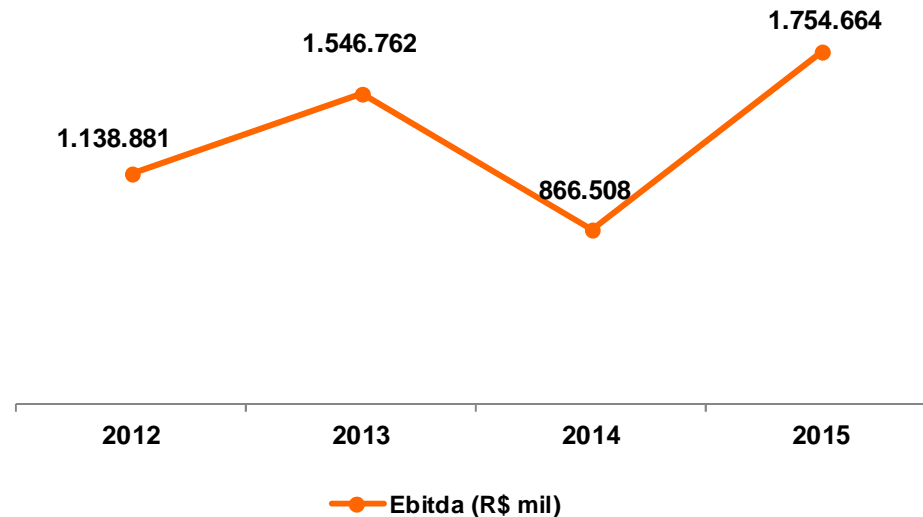
- 1) Decréscimo de R\$ 222,3 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, devido principalmente:
 - redução do preço de compra de energia na CCEE em virtude do menor valor do PLD; e
 - recuperação parcial do custo pela repactuação do risco hidrológico (GSF) (NE nº 12.1);
- 2) Acréscimo de R\$ 30,0 milhões em **Encargos do Uso da Rede**, decorrentes de reajuste tarifário;
- 3) Acréscimo de R\$ 21,7 milhões em **Pessoal e Administradores**, decorrente principalmente do reajuste salarial ocorrido em outubro de 2015;
- 4) Decréscimo de R\$ 1.046,6 milhões em **Provisões e Reversões** devido principalmente ao reconhecimento no ano anterior de perda por redução ao valor recuperável para os ativos do segmento de geração e reversão, em 2015, de provisão para litígios da Ivaí Engenharia e Obras S.A (NE nº 29.4); e
- 5) Acréscimo de R\$ 74,2 milhões em **Custo de Construção** (NE nº 4.14).

4.4. EBITDA ou LAJIDA

Copel Geração e Transmissão		
Em R\$ mil	2015	2014
Lucro líquido atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.027.413	682.386
IRPJ e CSLL diferidos	(111.840)	(438.692)
Provisão para IRPJ e CSLL	380.795	456.686
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	178.378	(129.999)
Lajir/Ebit	1.474.746	570.381
Depreciação e Amortização	279.918	296.127
Lajida/Ebitda	1.754.664	866.508
Receita Operacional Líquida - ROL	2.890.747	2.948.677
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	60,7%	29,4%

O Ebitda da Companhia em 2015 foi de R\$ 1.754,6 milhões, apresentando acréscimo de R\$ 888,2 milhões em relação a 2014. O aumento de 102,5% deve-se principalmente a revisão do valor recuperável dos

ativos, que gerou uma provisão em 2014 de R\$ 807,3 milhões e uma reversão de parte da perda do valor recuperável para os ativos de geração de R\$ 66 milhões em 2015.



4.5. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou decréscimo de R\$ 308,4 milhões devido a:

- 1) decréscimo de R\$ 91,1 milhões em receitas financeiras decorrente, principalmente de menor rendimento de aplicações financeiras e da atualização do contas a receber vinculado a indenização do contrato de concessão de transmissão nº 060/2001; e
- 2) acréscimo de R\$ 219,0 milhões em despesas financeiras devido principalmente ao maior valor de encargos de dívidas decorrente do ingresso de recursos no período e de sua não capitalização na obra em construção da UHE Colíder em decorrência da existência de provisão para perda por redução ao valor recuperável.

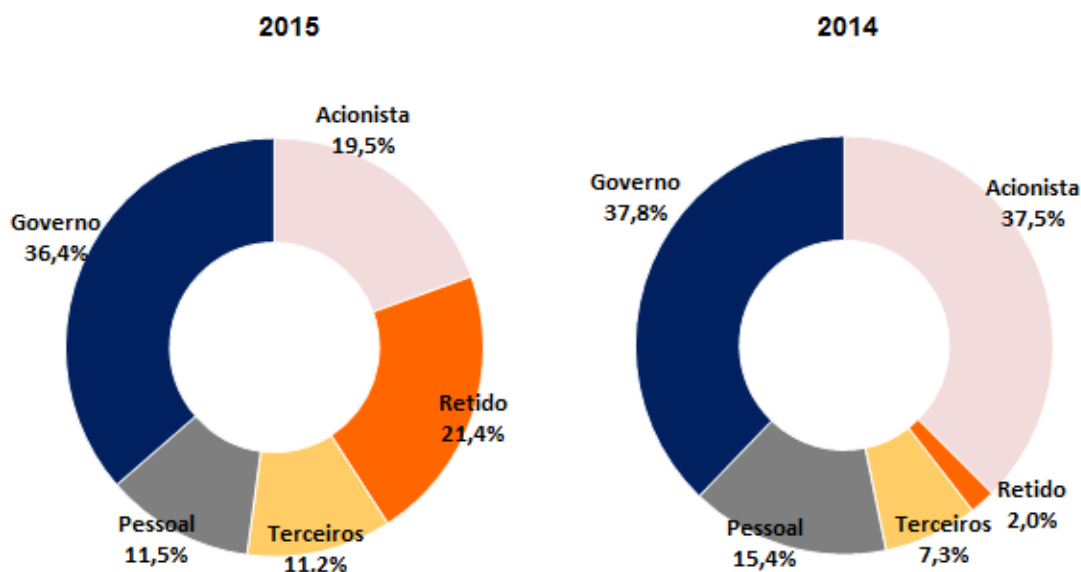
4.6. Equivalência Patrimonial

O resultado de equivalência patrimonial apresentou decréscimo de R\$ 162,8 milhões comparativamente à 2014, decorrente principalmente da equivalência patrimonial da UEG Araucária devido a:

- redução no despacho de energia da usina;
- redução no preço médio do PLD.

4.7. Valor Adicionado

No exercício de 2015, a Companhia apurou R\$ 2.506,8 milhões de Valor Adicionado Total, 44,9% superior ao ano anterior.



4.8. Endividamento

A Companhia financia a liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos propiciados pelas operações e mediante financiamento externo, visando à ampliação e modernização dos negócios ligados à geração e transmissão.

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

Em 2015 houve as seguintes captações de recursos:

Ingressos - 2015 (em R\$ milhões)	Financiador	Valor
UHE Colíder	BNDES	67,6
Notas Promissórias	Investidores	950,0
Debêntures 1ª emissão	Debenturistas	1.000,0
LT Assis - Paraguaçu	BNDES	24,5
LT Londrina - Figueira	BNDES	15,0
		2.057,1

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 644,7 milhões, sendo R\$ 511,6 milhões de principal e R\$ 133,1 milhões de encargos.

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

	2017	2018	2019	2020	2021	Após 2021	Total
Moeda Nacional	587.355	91.515	91.515	91.515	91.515	778.889	1.732.304
Debêntures	-	331.725	331.725	331.725	-	-	995.175
Total	587.355	423.240	423.240	423.240	91.515	778.889	2.727.479

4.9. Lucro Líquido

Em 2015, o lucro líquido atribuído ao acionista da companhia foi de R\$ 1.027,4 milhões, sendo 50,6 % maior que o obtido no exercício anterior, de R\$ 682,4 milhões.

4.10. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2016 foi aprovado em 09.12.2015 pela 151ª reunião ordinária do CAD da Controladora. A seguir, os investimentos realizados e os previstos para 2016:

(em R\$ milhões)	Realizado		Variação % 2015-2014	Previsto 2016
	2015	2014		
Geração e Transmissão ⁽¹⁾	1.373,3	1.316,3	4,3	1.695,1
Empreendimentos Eólicos ⁽²⁾	4,9	-	-	714,8
Total	1.378,2	1.316,3	4,7	2.409,9

(1) Inclui Sociedades de Propósito Específico de Transmissão.

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

5. DESEMPENHO SOCIOAMBIENTAL

5.1. Gestão de pessoas

Os 1.568 empregados do quadro próprio da Copel Geração e Transmissão estão distribuídos em quatro carreiras: profissional de nível médio (396 empregados), profissional técnico de nível médio (614 empregados), profissional de nível superior (459 empregados) e operacional (99 empregados). A Companhia vem redimensionando seu quadro funcional, tendo admitido 18 novos empregados em 2015, mediante concurso público. Durante o mesmo período, 18 empregados desligaram-se da Companhia. A taxa de rotatividade foi de 1,2% em 2015 e 2,0% em 2014.

• Desenvolvimento de Pessoal

Em 2015 a Copel Geração e Transmissão investiu cerca de R\$ 3,46 milhões de reais em Treinamento e Desenvolvimento de pessoal, resultando em 5.865 participações nas 691 ações de treinamento e desenvolvimento realizadas. Isto totalizou 77.672 horas de treinamento, com média de 50 horas de treinamento por empregado.

O programa de treinamento e desenvolvimento da Copel Geração e Transmissão é formado por cursos, classificados como Legais e de Segurança – treinamentos obrigatórios e mandatórios, Capacitação – formação para início de algumas atividades e de Aperfeiçoamento – demais cursos que acontecem tanto na modalidade interna quanto na externa. Na interna são realizados treinamentos presenciais e a distância, treinamentos no local de trabalho, seminários e encontros técnicos. Na externa são participações em Seminários, congressos e participações em cursos específicos.

Todos os empregados da Companhia que atuam no Sistema Elétrico de Potência, receberam treinamentos obrigatórios relativos as Normas Regulamentadoras (NRs), em suas diversas especificidades, totalizando 1.560 participações. Dentre elas, pode-se citar a reciclagem do treinamento de NR 10 realizada, pioneiramente na empresa, pelo método do ensino à distância, com a participação de 931 empregados. Para o atendimento à NR 13, foi realizado treinamento para os 30 operadores da UEG Araucária. Outro treinamento que teve participação expressiva foi o de Primeiros Socorros, tanto formação quanto reciclagem, com 480 participações.

A Companhia esteve presente no XXIII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, de 16 a 18 de Outubro de 2015, onde contou com 82 participações e apresentação de 12 trabalhos técnicos.

Foram capacitados ainda 136 empregados da área administrativa nos temas Administrativo-financeiro e em Licitações e contratos.

Dentro do Programa Conexão GeT, o qual possui eventos promovidos pela área de treinamento, houve a realização de um encontro voltado às novas ideias, o 1º INOV+GeT. Com um total de 308 participações e a

apresentação das 20 idéias selecionadas. O encontro tem a finalidade de disseminar propostas para implantações de novas ideias, visando a melhoria dos processos na Companhia.

Também, foram realizados 2 Encontros Gerenciais da Copel Geração e Transmissão, nos meses de fevereiro e dezembro, em que foi apresentado aos gestores o que foi realizado durante o exercício e as novas metas para o próximo ano, visando promover uma reflexão das necessidades da Companhia.

No final de 2015 dezenove empregados da Copel Geração e Transmissão concluíram o MBA Executivo em Gestão Empresarial, realizado na modalidade in company. Este curso teve início em 2013 e foi fundamentado nos valores e nas competências organizacionais da Copel e com vagas destinadas voltados à liderança.

• **Benefícios**

Entre os benefícios concedidos diretamente pela Companhia a todos os empregados, além dos previstos pela legislação, destacam-se: auxílio-educação; adiantamento de férias e pagamento adicional de mais 1/3 da remuneração, além dos valores obrigatórios previstos em Lei; adiantamento da primeira parcela do 13º salário no mês de janeiro; participação nos lucros e resultados; incentivo à qualidade de vida, com iniciativas como o Coral da Copel e os Jogos Internos; auxílio-alimentação e refeição; vale lanche; auxílio-creche; auxílio a empregados com deficiência e a empregados com dependentes deficientes; licença maternidade e licença paternidade estendidas; complementação de auxílio doença; além de outros benefícios proporcionados pelo convênio existente entre a Companhia e o Instituto Nacional do Seguro Social - INSS. Adicionalmente, por meio da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social, da qual a Companhia é mantenedora, há concessão de: plano de previdência privada, adicional ao valor da previdência oficial, e plano de assistência médico-hospitalar e odontológica. A Fundação Copel disponibiliza, ainda, uma carteira de empréstimos aos seus participantes, obedecendo às disposições legais que regem as aplicações das reservas do seu fundo previdenciário.

• **Política salarial**

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e variável (Participação dos Empregados nos Lucros e/ou Resultados - PLR). A PLR dos empregados da Companhia ocorre de acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, o Decreto Estadual nº 1.978/2007 e a Lei Estadual nº 16.560/2010, sendo o montante do lucro distribuído de forma igualitária a cada empregado. A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2015 (R\$ 1.590,91) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 788,00) era de duas vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

A Companhia se relaciona com 19 sindicatos representativos das diversas classes de trabalhadores e, ao longo do ano, promove reuniões para discussão de assuntos de interesse mútuo. Por ocasião da data base (outubro) esse relacionamento se intensifica quando os sindicatos e a Companhia discutem as reivindicações para chegar ao Acordo Coletivo de Trabalho - ACT. O cumprimento das cláusulas dos ACTs mitiga possíveis problemas com sindicatos e empregados. Além disso, as dispensas por justa causa são precedidas de processo administrativo sumário, regulado por norma administrativa interna, que garante ao empregado o direito de defesa.

- **Avaliação de desempenho**

O Nossa Energia é o Programa de Gestão de Desempenho da Companhia, composto por dois eixos: Competências Organizacionais e Resultados. Esse programa subsidia a aplicação de diferentes tratativas em relação à carreira e remuneração e ao desenvolvimento profissional, tais como promoções funcionais, meritocracia, adequação funcional, conferências, treinamentos, bolsas para pós-graduação e línguas estrangeiras, entre outros.

Iniciado em 2013, o plano passou por melhorias pontuais e assertivas proporcionadas pela experiência dos ciclos anteriores e vivência dos gerentes e empregados nas práticas de Gestão de Desempenho na Companhia. A intenção é que, a cada ciclo, ele traga aprendizados e aprimoramentos para proporcionar maior aderência à cultura e realidade da Companhia.

5.2. Fornecedores

Como concessionária de serviço público, a Companhia tem como critérios principais para a seleção de fornecedores o atendimento à legislação trabalhista, fiscal e ambiental. Esses critérios estão definidos nos editais de licitação, cláusulas contratuais, manuais de cadastramento de fornecedores e normas e manuais técnicos permanentemente disponíveis no endereço: www.copel.com/hpcopel/fornecedores

Não há política ou prática que dê preferência para contratação de fornecedores locais, tendo em vista a necessidade de observação e cumprimento da Lei Federal nº 8.666/1993 e Lei Estadual nº 15.608/2007 do Paraná.

5.3. Comunidade

Nos projetos de investimentos da Companhia ocorrem impactos econômicos positivos e negativos. Os impactos socioeconômicos se apresentam em diferentes magnitudes e de acordo com a característica de cada projeto e de cada lugar e a Companhia age em consonância com suas políticas de meio ambiente e respeito aos direitos humanos universais. Para tanto estabeleceu uma Política de Sustentabilidade e Cidadania Empresarial que visa conduzir as decisões e ações, buscando sustentabilidade interna, respeito a todas as partes interessadas e ampla promoção da diversidade e da ética na condução dos negócios.

- **Seminário Copel de Sustentabilidade**

Em 2015, a Companhia promoveu a sexta edição do Seminário Copel de Sustentabilidade. Por meio de palestras, workshops e uma feira, a Companhia deu visibilidade às boas práticas de sustentabilidade nas empresas, indústrias, universidades e órgãos do poder público. O evento teve como tema “A Empresa e seu Papel para um Mundo Sustentável”, com foco em mudanças climáticas, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável - ODS e ética.

- **Comunidades indígenas**

Segundo dados da Fundação Nacional do Índio - Funai, existem hoje no estado do Paraná cerca de 9.500 indígenas distribuídos em 17 tribos das etnias caingangue, guarani e xetás.

Inaugurada em 1949 pela Empresa Elétrica de Londrina S.A. e incorporada pela Companhia em 1974, a PCH Apucarantina localiza-se dentro da reserva indígena de mesmo nome. Como medida de reparação aos danos causados à comunidade indígena Apucarantina, a Companhia assinou dois Termos de Ajustamento de Conduta. Um em 2002, que estabeleceu o pagamento anual de compensação financeira aos moradores da comunidade pela geração da usina e outro em 2006, com a determinação do pagamento de indenização pelos danos ambientais, culturais e morais causados à comunidade. Parte desse valor foi distribuído à Comunidade e o restante compôs um Fundo para Implantação do Programa de Sustentabilidade Socioeconômica Ambiental e Cultural da Comunidade Indígena do Apucarantina, estabelecendo assim ganhos para as presentes e futuras gerações da comunidade.

- **Incentivos Fiscais**

A Companhia, através de renúncia fiscal, apoia diversos projetos de incentivo à cultura (Lei Rouanet), ao esporte (Lei de Incentivo ao Esporte) ou a projetos sociais atinentes ao estatuto da criança e do adolescente (Fundo da Infância e do Adolescente - FIA), ao estatuto do idoso (Fundo do Idoso) ou a projetos voltados ao desenvolvimento da saúde (Programa Nacional de Apoio à Atenção Oncológica - PRONON e Programa Nacional de Apoio à Atenção da Saúde da Pessoa com Deficiência - PRONAS). O valor investido em 2015 pela Copel Geração e Transmissão em projetos dessa natureza foi de R\$ 9,4 milhões.

- **Voluntariado Corporativo - EletriCidadania**

O Programa permite que os empregados utilizem até 4 horas mensais do seu tempo de trabalho para a execução, de forma voluntária e espontânea, de ações comunitárias que, muito além do simples assistencialismo, levem ao desenvolvimento sustentável da sociedade em todos os aspectos, sejam eles culturais, educacionais ou profissionais. Em 2015 foi realizado um total de 442 horas de voluntariado.

5.4. Meio ambiente

• Monitoramento da qualidade da água

O principal impacto da Companhia nos recursos hídricos é a alteração de suas condições naturais e da vegetação da bacia de inundação na construção das usinas hidrelétricas. Por isso, a Companhia atua na gestão dos impactos socioambientais de seus empreendimentos, desde a sua construção até a fase de operação, realizando estudos, mitigando impactos e riscos e atendendo às legislações ambientais pertinentes.

Trimestralmente, a Companhia coleta e analisa amostras de água dos reservatórios das usinas para monitorar a sua qualidade. As amostras coletadas passam por análise de qualidade da água e pelo levantamento de micro-organismos, como algas e bactérias, para identificar eventuais alterações.

A Companhia também realiza o monitoramento da qualidade da água do rio antes mesmo do início da construção de um novo empreendimento. Esses monitoramentos incluem, além dos parâmetros já monitorados, a análise de sedimentos e agrotóxicos.

• Programa de Gestão dos Reservatórios

Nos reservatórios e em seus entornos, a Companhia monitora possíveis intervenções ambientais e age de acordo com ações específicas para sanar as irregularidades identificadas no que diz respeito ao lançamento de efluentes, à estabilidade de taludes, ao uso e ocupação das Áreas de Proteção Permanente, à caça e a pesca ilegal, entre outros.

Para auxiliar nesse processo de preservação, bem como de outras áreas de relevante interesse ambiental, a Companhia possui convênio com o Batalhão de Polícia Ambiental do Estado do Paraná. Além disso, participa ativamente dos Comitês de Bacia Hidrográfica e Conselho Nacional e Estadual de Recursos Hídricos e realiza o monitoramento, em tempo real, da situação hidrológica dos rios onde possui reservatórios.

• Ecossistemas

A implantação e operação de empreendimentos de energia ocasionam impactos negativos diretos e indiretos na fauna e na flora localizadas na área de influência de seus empreendimentos. Estudos ambientais elaborados antes da etapa de instalação avaliam e classificam estes impactos, além de propor programas socioambientais necessários para mitigar os impactos negativos e potencializar os positivos.

Para a mitigação dos impactos à flora e à fauna são adotadas as melhores técnicas disponíveis. As atividades de resgate contam com equipes altamente especializadas, que realizam a coleta, catalogação, manejo ou tratamento e destinação adequada de espécies vegetais e animais.

Os principais objetivos destas atividades são o conhecimento científico e a manutenção da biodiversidade local, através da coleta de germoplasma e produção de mudas de espécies nativas e do resgate e soltura

em remanescentes de espécimes da fauna, visando a restauração de áreas degradadas, o enriquecimento biológico das áreas do entorno dos empreendimentos e a continuidade do fluxo gênico nos corredores de biodiversidade formados pelos remanescentes florestais.

A mitigação dos impactos causados pelas linhas de transmissão na flora nativa se inicia desde a fase de planejamento e licenciamento dos empreendimentos, através de estudos detalhados e multidisciplinares das alternativas de traçado com os menores impactos, priorizando a utilização de áreas previamente alteradas onde a fragilidade ambiental e social seja menor. Nos locais onde é imperativo que o traçado siga por determinadas áreas onde os remanescentes estejam mais preservados é realizado o alteamento das torres, de modo a preservar as áreas localizadas na faixa de servidão das linhas.

O desmatamento para implantação das Usinas Hidrelétricas é feito prioritariamente nas áreas das bacias de acumulação dos reservatórios, visando retirar o maior volume possível de matéria orgânica, baseado em estudos de modelagem da água, de modo a garantir a qualidade da água dos reservatórios durante e após o enchimento destes. As áreas de canteiro de obras e demais áreas de apoio operacional são instaladas prioritariamente em locais desprovidos de vegetação nativa de modo a minimizar o impacto aos remanescentes de maior significância para a biodiversidade local e regional.

A Companhia sempre adota as medidas mais adequadas técnica e legalmente à mitigação e compensação dos impactos gerados por seus empreendimentos. Além disso, vem cumprindo as exigências impostas nas licenças ambientais de modo a manter seus empreendimentos totalmente regulares do ponto de vista ambiental e legal.

• **Licenciamento Ambiental**

Em agosto de 2015, realizou-se o VI Workshop de Licenciamento Ambiental com o IAP, no qual foram abordados pontos que interferem diretamente no processo de licenciamento ambiental. Com tal ação busca-se propiciar eficiência e agilidade visando compatibilizar os prazos do licenciamento ambiental com os do planejamento de empreendimentos em implantação.

Em novembro de 2015, foi realizado o treinamento interno Gestão de licenças ambientais e cumprimento de condicionantes. Este treinamento teve como objetivo disseminar conceitos, informações e procedimentos relacionados ao licenciamento ambiental e arqueológico de linhas de transmissão (acima de 69kV) e subestações.

• **Estudos Ambientais**

Os Estudos de Impacto Ambiental (Estudo de Impacto Ambiental - EIA, Estudo Ambiental Simplificado - EAS e Relatório Ambiental Simplificado - RAS) para a fase de Licenciamento Prévio têm por objetivo: diagnosticar a situação local quanto aos meios físico, biótico e socioeconômico; identificar e avaliar os potenciais impactos socioambientais positivos e negativos das etapas de planejamento, construção e operação de um empreendimento; e propor medidas para minimizar eventuais impactos negativos e potencializar os positivos.

Em 2015, foram elaborados estudos ambientais (em suas diferentes fases de licenciamento) para 04 Subestações e 19 Linhas de Transmissão.

Além disso, foram analisados, quanto aos riscos e viabilidade ambiental, os empreendimentos de interesse da Companhia para participação em 03 leilões de empreendimentos de transmissão e 02 leilões de empreendimentos de geração da Aneel e os empreendimentos inscritos nas chamadas públicas da Companhia para novas oportunidades de negócio.

6. BALANÇO SOCIAL

BALANÇO SOCIAL ANUAL Em 31 de dezembro de 2015 e 2014

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

		2015		2014	
1 - BASE DE CÁLCULO					
NE 28	Receita Líquida - RL	2.890.747		2.948.677	
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS					
		<u>% Sobre RL</u>		<u>% Sobre RL</u>	
NE 29.2	Remuneração dos administradores	1.481	0,1	1.388	0,1
	Remuneração dos empregados	185.086	6,4	163.726	5,6
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	22.777	0,8	19.252	0,7
	Encargos sociais compulsórios	60.328	2,1	52.169	1,8
	Plano previdenciário	16.072	0,6	15.904	0,5
	Saúde (Plano assistencial)	44.544	1,5	39.154	1,3
	Capacitação e desenvolvimento profissional	1.880	0,1	804	0,0
NE 29.2	Participação nos lucros e/ou resultados	13.848	0,5	16.289	0,6
NE 29.2	Indenizações e Rescisões Trabalhistas	806	0,0	2.460	0,1
(1)	Outros benefícios	2.271	0,1	2.604	0,1
	Total	349.093	12,2	313.750	10,8
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS					
		<u>% Sobre RL</u>		<u>% Sobre RL</u>	
	Cultura	4.357	0,2	8.475	0,3
	Saúde e saneamento	1.871	0,1	2.664	0,1
	Esporte	1.075	0,0	2.045	0,1
	Outros	32.786	1,1	29.103	1,0
	Total das contribuições para a sociedade	40.089	1,4	42.287	1,5
	Tributos (excluídos encargos sociais)	864.189	29,9	613.810	20,8
	Total	904.278	31,3	656.097	22,3
4 - INDICADORES AMBIENTAIS					
		<u>% Sobre RL</u>		<u>% Sobre RL</u>	
	Investimentos relacionados com as operações da empresa	184.061	6,4	79.124	2,7
	Investimentos em programas e/ou projetos externos	846	0,0	564	0,0
	Total	184.907	6,4	79.688	2,7
(2)	Quantidade de sanções ambientais	-		2	
	Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	-		1.600	
Metas ambientais		2015		2016	
	- encaminhar 70% dos resíduos industriais para reuso ou reciclagem;	(X) não possui metas		() não possui metas	
		() cumpre de 0 a 50%		() cumpre de 0 a 50%	
	- encaminhar 50% das cinzas geradas na termelétrica de Figueira para reciclagem.	() cumpre de 51% a 75%		() cumpre de 51% a 75%	
		() cumpre de 76% a 100%		(X) cumpre de 76% a 100%	

NE - Nota Explicativa

				2015	2014		
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)							
Empregados no final do período				1.568	1.554		
Admissões durante o período				18	25		
Escolaridade dos empregados(as):				Total	Homens	Mulheres	Total
Total Superior e extensão universitária				828	611	217	761
Total 2º Grau				720	638	82	782
Total 1º Grau				20	19	1	11
Faixa etária dos empregados(as):							
(3)	Abaixo de 18 anos			-	-		
	De 18 até 30 anos (exclusive)			158	199		
	De 30 até 45 anos (exclusive)			745	712		
	De 45 até 60 anos (exclusive)			638	624		
	60 anos ou mais			27	19		
Mulheres que trabalham na empresa				300	288		
% Mulheres em cargos gerenciais:							
em relação ao nº total de mulheres				7,7	6,9		
em relação ao nº total de gerentes				20,7	20,0		
Negros(as) que trabalham na empresa				152	155		
% Negros(as) em cargos gerenciais:							
em relação ao nº total de negros(as)				3,9	3,2		
em relação ao nº total de gerentes				5,4	5,0		
Portadores(as) de necessidades especiais				13	11		
Dependentes				2.855	2.963		
(4)	Terceirizados			1.027	822		
(5)	Estagiários(as)			38	39		
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício				863	924		
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício				302	138		
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL							
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa				17	18		
Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)				82	37		

	2015	Metas 2016
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	direção e gerências	direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	todos + Cipa	todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	incentiva e segue a OIT	incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	todos	todos
A participação dos lucros ou resultados contempla:	todos	todos
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	são exigidos	serão exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	organiza e incentiva	organizará e incentivará
<hr/>		
7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA	2015	2014
Valor adicionado total a distribuir	2.506.780	1.729.603
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	11,2%	7,3%
Pessoal	11,5%	15,4%
Governo	36,4%	37,8%
Acionistas	19,5%	37,5%
Retido	21,4%	2,0%

8 - OUTRAS INFORMAÇÕES

• A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel Geração e Transmissão, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações.

• As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social.

(1) O item Outros benefícios é composto por: Auxílio doença complementar, Auxílio maternidade prorrogado, Seguros, Vale transporte excedente e Auxílio invalidez, Morte acidental, Auxílio creche, Auxílio educação, Cultura e Segurança e Medicina no trabalho.

(2) Estas informações referem-se a multas e notificações socioambientais. São divulgados valores originais, podendo ser alterados, conforme resposta da defesa administrativa apresentada ao órgão ambiental.

Valores referente aos Termos de Compromisso - TCs e Termos de Ajustamento de Conduta - TACs são considerados em sociais externos ou ambientais, dependendo de sua natureza.

(3) Referem-se ao programa de aprendiz em conflito com a lei.

(4) Este número corresponde ao total de trabalhadores terceirizados contratados no período independentemente do número de horas trabalhadas. Não representa o número de postos de trabalho terceirizados. Também não contempla os terceiros que atuam na implantação de obras da Copel Geração e Transmissão.

(5) Não compõem o quadro de empregados.

7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Presidente GILBERTO MENDES FERNANDES
Secretário Executivo SERGIO LUIZ LAMY
Membro ANTONIO SERGIO DE SOUZA GUETTER

CONSELHO FISCAL

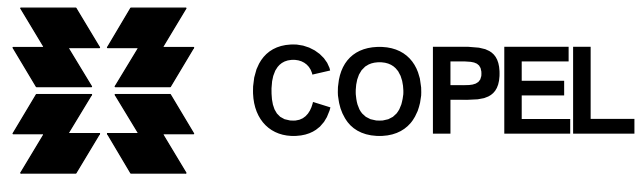
Presidente JOAQUIM ANTONIO GUIMARÃES DE OLIVEIRA PORTES
Membros Titulares GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN
NELSON LEAL JUNIOR
Membros Suplentes OSNI RISTOW
ROBERTO BRUNNER
GILMAR MENDES LOURENÇO

DIRETORIA

Diretor Presidente SERGIO LUIZ LAMY
Diretor de Finanças LUIZ EDUARDO DA VEIGA SEBASTIANI
Diretor Adjunto SAMIR SALEH HISHMEH

CONTADOR

CRC-PR-043819/O-0 RONALDO BOSCO SOARES



Copel Geração e Transmissão S.A.

CNPJ/MF 04.370.282/0001-70

Inscrição Estadual 90.233.068-21

Subsidiária Integral da Companhia Paranaense de Energia

www.copel.com copel@copel.com

Rua José Izidoro Biazetto, 158 - Bloco A - Mossunguê - Curitiba - PR

CEP 81200-240

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2015

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	13
3 Base de Preparação	14
4 Principais Políticas Contábeis	16
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	25
6 Títulos e Valores Mobiliários	26
7 Clientes	26
8 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	27
9 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão	28
10 Outros Créditos	29
11 Tributos	30
12 Despesas Antecipadas	32
13 Depósitos Judiciais	33
14 Investimentos	34
15 Imobilizado	36
16 Intangível	43
17 Obrigações Sociais e Trabalhistas	43
18 Fornecedores	43
19 Empréstimos e Financiamentos	44
20 Debêntures	46
21 Benefícios Pós-Emprego	47
22 Encargos do Consumidor a Recolher	52
23 Pesquisa e Desenvolvimento	53
24 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	54
25 Outras Contas a Pagar	55
26 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	55
27 Patrimônio Líquido	61
28 Receita Operacional Líquida	62
29 Custos e Despesas Operacionais	63
30 Resultado Financeiro	66
31 Segmentos Operacionais	66
32 Instrumentos Financeiros	68
33 Transações com Partes Relacionadas	75
34 Seguros	77
35 Eventos Subsequentes	78
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	79
PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	81

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balancos Patrimoniais

levantados em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
em milhares de reais

ATIVO	NE nº	31.12.2015	31.12.2014
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5	654.438	155.865
Títulos e valores mobiliários	6	11.826	117.593
Cauções e depósitos vinculados		-	2.200
Clientes	7	397.151	262.164
Dividendos a receber		93.645	34.850
Contas a receber vinculadas à concessão	8	9.162	7.430
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	9.1	-	301.046
Outros créditos	10	109.590	94.545
Estoques		26.773	29.389
Imposto de renda e contribuição social	11.1	-	239
Outros tributos a recuperar	11.3	14.214	9.107
Despesas antecipadas	12	17.956	3.346
		1.334.755	1.017.774
NÃO CIRCULANTE			
Realizável a Longo Prazo			
Títulos e valores mobiliários	6	83.361	130.137
Clientes	7	2.055	3.795
Depósitos judiciais	13	59.885	52.859
Contas a receber vinculadas à concessão	8	920.673	623.591
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	9.1	219.556	160.217
Outros créditos	10	12.531	62.427
Imposto de renda e contribuição social	11.1	573	545
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.2	69.350	-
Outros tributos a recuperar	11.3	61.460	58.932
Despesas antecipadas	12	6.695	-
		1.436.139	1.092.503
Investimentos	14	2.979.400	1.569.251
Imobilizado	15	6.208.220	6.030.574
Intangível	16	78.170	56.319
		10.701.929	8.748.647
TOTAL DO ATIVO		12.036.684	9.766.421

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

Balancos Patrimoniais
 levantados em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 (continuação)
 em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	31.12.2015	31.12.2014
CIRCULANTE			
Obrigações sociais e trabalhistas	17	54.234	50.688
Fornecedores	18	395.038	312.340
Imposto de renda e contribuição social	11.1	177.269	221.609
Outras obrigações fiscais	11.3	108.288	31.688
Empréstimos e financiamentos	19	111.910	86.750
Debêntures	20	95.580	-
Dividendos a pagar		292.813	202.617
Benefícios pós-emprego	21	11.041	9.538
Encargos do consumidor a recolher	22	16.036	6.791
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	23	49.321	40.210
Contas a pagar vinculadas à concessão	24	3.839	3.508
Outras contas a pagar	25	34.960	26.174
		1.350.329	991.913
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	18	5.923	14.249
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.2	-	12.331
Outras obrigações fiscais	11.3	170.690	18.635
Empréstimos e financiamentos	19	1.732.304	1.233.946
Debêntures	20	995.175	-
Benefícios pós-emprego	21	152.831	218.812
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	23	50.665	49.152
Contas a pagar vinculadas à concessão	24	41.293	38.868
Outras contas a pagar	25	15.864	62
Provisões para litígios	26	616.189	703.875
		3.780.934	2.289.930
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Atribuível aos acionistas da empresa controladora			
Capital social	27.1	4.334.865	3.505.994
Adiantamento para futuro aumento de capital		95.033	-
Ajustes de avaliação patrimonial	27.2	1.072.427	1.104.327
Reserva legal	27.3	382.669	331.298
Reserva de retenção de lucros	27.3	867.877	1.324.415
Dividendo adicional proposto	27.3.1	152.550	218.544
		6.905.421	6.484.578
		6.905.421	6.484.578
TOTAL DO PASSIVO		12.036.684	9.766.421

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

Demonstrações de Resultados

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
 em milhares de reais

OPERAÇÕES CONTINUADAS	NE nº	31.12.2015	Reapresentado 31.12.2014
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	28	2.890.747	2.948.677
Custos Operacionais	29	(1.429.854)	(2.430.338)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		1.460.893	518.339
Outras Receitas (Despesas) Operacionais			
Despesas com vendas	29	(121.124)	(15.184)
Despesas gerais e administrativas	29	(137.703)	(108.239)
Outras receitas (despesas), líquidas	29	85.054	(174.947)
Resultado da equivalência patrimonial	14	187.626	350.412
		13.853	52.042
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		1.474.746	570.381
Resultado Financeiro	30		
Receitas financeiras		75.868	165.268
Despesas financeiras		(254.246)	(35.269)
		(178.378)	129.999
LUCRO OPERACIONAL		1.296.368	700.380
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	11.4		
Imposto de renda e contribuição social		(380.795)	(456.686)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		111.840	438.692
		(268.955)	(17.994)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.027.413	682.386

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

Demonstrações de Resultados Abrangentes

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
 em milhares de reais

	NE nº	31.12.2015	31.12.2014
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		1.027.413	682.386
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados para o resultado			
Ganhos com passivos atuariais	27.2		
benefícios pós-emprego		88.197	94.674
Tributos sobre outros resultados abrangentes	27.2	(29.987)	(32.189)
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado			
Ganhos com ativos financeiros disponíveis para venda	27.2		
aplicações financeiras		503	1.201
Tributos sobre outros resultados abrangentes	27.2	(172)	(408)
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		58.541	63.278
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		1.085.954	745.664

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

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014

em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora								Total
		Capital social	Adiantamento para futuro aumento de capital	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros				
				Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto	Lucros acumulados	
Saldo em 1º de janeiro de 2014		3.505.994	-	1.235.639	(96.055)	297.179	1.700.880	153.180	-	6.796.817
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	682.386	682.386
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	27.2	-	-	-	793	-	-	-	-	793
Ganhos atuariais, líquidos de tributos	27.2	-	-	-	62.485	-	-	-	-	62.485
Resultado abrangente total do exercício		-	-	-	63.278	-	-	-	682.386	745.664
Realização - custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	-	-	(98.535)	-	-	-	-	98.535	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	27.2	-	-	-	-	-	-	(153.180)	-	(153.180)
Distribuição de dividendos com lucros retidos		-	-	-	-	-	(475.000)	-	-	(475.000)
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	-	-	34.119	-	-	(34.119)	-
Juros sobre o capital próprio	27.3	-	-	-	-	-	-	-	(263.986)	(263.986)
Dividendos	27.3	-	-	-	-	-	-	218.544	(384.281)	(165.737)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	98.535	-	(98.535)	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2014		3.505.994	-	1.137.104	(32.777)	331.298	1.324.415	218.544	-	6.484.578
Lucro líquido do período		-	-	-	-	-	-	-	1.027.413	1.027.413
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganhos com ativos financeiros, líquidos de tributos	27.2	-	-	-	331	-	-	-	-	331
Ganhos atuariais, líquidos de tributos	27.2	-	-	-	58.210	-	-	-	-	58.210
Resultado abrangente total do período		-	-	-	58.541	-	-	-	1.027.413	1.085.954
Realização - custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	27.2	-	-	(90.441)	-	-	-	-	90.441	-
Deliberação do dividendo adicional proposto		-	-	-	-	-	-	(218.544)	-	(218.544)
Distribuição de dividendos com lucros retidos		-	-	-	-	-	(1.035.000)	-	-	(1.035.000)
Aumento de capital		828.871	-	-	-	-	-	-	-	828.871
Recebimento de adiantamento		-	95.033	-	-	-	-	-	-	95.033
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	-	-	51.371	-	-	(51.371)	-
Juros sobre o capital próprio	27.3	-	-	-	-	-	-	-	(284.387)	(284.387)
Dividendos	27.3	-	-	-	-	-	-	152.550	(203.634)	(51.084)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	-	578.462	-	(578.462)	-
Saldo em 31 de Dezembro de 2015		4.334.865	95.033	1.046.663	25.764	382.669	867.877	152.550	-	6.905.421

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

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014

em milhares de reais

	NE nº	31.12.2015	31.12.2014
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Lucro líquido do exercício		1.027.413	682.386
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais			
Variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		196.361	50.584
Remuneração de contas a receber vinculadas à concessão	8.1	(110.893)	(58.782)
Imposto de renda e contribuição social	11.4	380.795	456.686
Imposto de renda e contribuição social diferidos	11.2.1	(111.840)	(438.692)
Resultado da equivalência patrimonial	14.1	(187.626)	(350.412)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	21.4	33.195	30.152
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	21.4	31.651	24.906
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento	23.2	24.056	27.132
Depreciação e amortização	29	279.918	296.127
Resultado da repactuação do risco hidrológico	29.1.1	(95.251)	-
Provisões e reversões operacionais líquidas	29.4	(67.715)	978.890
Resultado das baixas de imobilizado	15.2	18.779	5.068
Resultado das baixas de intangível	16.1	148	-
		1.418.991	1.704.045
Redução (aumento) dos ativos			
Clientes		(207.578)	66.364
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		154.792	114.000
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	9.1	321.409	306.814
Depósitos judiciais		(7.026)	(11.044)
Outros créditos		34.388	29.361
Estoques		2.616	1.909
Imposto de renda e contribuição social		211	(45)
Outros tributos a recuperar		(7.501)	(6.532)
Despesas antecipadas		(395)	(921)
Aumento (redução) dos passivos			
Obrigações sociais e trabalhistas		3.546	(8.853)
Fornecedores		(63.112)	(181.444)
Imposto de renda e contribuição social pagos		(217.436)	(517.684)
Outras obrigações fiscais		(21.702)	(27.746)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos	19.3	(127.086)	(92.222)
Encargos de debêntures pagos	20.2	(5.989)	-
Benefícios pós-emprego	21.4	(41.127)	(32.888)
Encargos do consumidor a recolher		9.245	(20.129)
Pesquisa e desenvolvimento	23.2	(22.374)	(17.432)
Contas a pagar vinculadas à concessão - uso do bem público	24.2	(3.540)	(1.884)
Outras contas a pagar		24.588	(4.745)
Provisões para litígios	26.1	(16.179)	(10.923)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		1.228.741	1.288.001

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 (continuação)
 em milhares de reais

(continuação)

	NE nº	31.12.2015	31.12.2014
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Aplicações financeiras		155.246	(32.984)
Aquisições de investimentos	14.1	(513.238)	(557.921)
Aquisições de imobilizado	15.2	(456.485)	(525.747)
Aquisições de intangível	16.1	(5.058)	(3.051)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(819.535)	(1.119.703)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Ingresso de empréstimos e financiamentos obtidos com terceiros	19.3	1.057.108	4.889
Ingresso de debêntures emitidas	20.2	1.000.000	-
Amortização de principal de empréstimos e financiamentos	19.3	(511.580)	(51.450)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(1.456.161)	(1.177.188)
CAIXA LÍQUIDO GERADO (UTILIZADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		89.367	(1.223.749)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES A CAIXA		498.573	(1.055.451)
Saldo inicial de caixa e equivalentes a caixa	5	155.865	1.211.316
Saldo final de caixa e equivalentes a caixa	5	654.438	155.865
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES A CAIXA		498.573	(1.055.451)

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

Demonstrações do Valor Adicionado

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014
 em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	31.12.2015	31.12.2014
Receitas		
Venda de energia e outros serviços	3.115.323	3.215.916
Receita de construção	620.497	728.764
Outras receitas	1.020	715
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	(121.181)	(2.182)
	3.615.659	3.943.213
(-) Insumos adquiridos de terceiros		
Energia elétrica comprada para revenda	197.665	423.925
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	275.637	243.459
Material, insumos e serviços de terceiros	146.920	150.550
Custo de construção	639.461	644.001
Perda / Recuperação de valores ativos	19.646	1.643
Outros insumos	(186.056)	970.930
	1.093.273	2.434.508
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	2.522.386	1.508.705
(-) Depreciação e amortização	279.918	296.127
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	2.242.468	1.212.578
(+) Valor adicionado transferido		
Receitas financeiras	75.868	165.268
Resultado de participações societárias	187.626	350.412
Outras receitas	818	1.345
	264.312	517.025
	2.506.780	1.729.603

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	31.12.2015		31.12.2014	
		%		%
Pessoal				
Remunerações e honorários	186.697		165.210	
Planos previdenciário e assistencial	60.616		55.058	
Auxílio alimentação e educação	19.932		17.380	
Encargos sociais - FGTS	13.219		11.870	
Indenizações trabalhistas	806		2.460	
Participação nos lucros e/ou resultados	13.848		16.289	
Apropriação no imobilizado e no intangível em curso	(7.575)		(1.990)	
	287.543	11,5	266.277	15,4
Governo				
Federal	804.118		521.097	
Estadual	103.995		130.568	
Municipal	3.185		2.444	
	911.298	36,4	654.109	37,8
Terceiros				
Juros	260.797		101.001	
Arrendamentos e aluguéis	10.293		8.820	
Doações, subvenções e contribuições	9.436		17.010	
	280.526	11,2	126.831	7,3
Acionistas				
Remuneração do capital próprio	284.387		263.986	
Dividendos	203.634		384.281	
Lucros retidos na empresa	539.392		34.119	
	1.027.413	40,9	682.386	39,5
	2.506.780	100,0	1.729.603	100,0

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2015 e de 2014

em milhares de reais

1 Contexto Operacional

A Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel Geração e Transmissão ou Companhia), com sede na rua José Izidoro Biazzetto, 158, bloco A, bairro Mossunguê, Curitiba, Estado do Paraná, é uma sociedade anônima, de capital fechado, subsidiária integral da Companhia Paranaense de Energia (Copel ou Controladora). Explora os serviços de geração e transmissão de energia elétrica através de 19 usinas próprias e participa em outras 12 usinas, sendo 17 hidrelétricas, 12 eólicas e 2 termelétricas, totalizando 5.314,4 MW de capacidade instalada e garantia física de 2.421,2 MW médios, o serviço de transmissão através de 38 subestações e 3.772,1 km de linhas próprias e em participação, pertencentes à rede básica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

1.1 Participações societárias da Copel Geração e Transmissão

A Companhia participa, direta ou indiretamente, em controladas (1.1.1), em empreendimentos controlados em conjunto (1.1.2) e em operações em conjunto (NE nº 15.7).

1.1.1 Controladas

31.12.2015	Sede	Atividade principal	Participação %
UEG Araucária Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	60
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento) (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A. (a)	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A. (a)	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A. (a)	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A. (a)	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100
Santa Maria Energias Renováveis S.A. (a)	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100
Santa Helena Energias Renováveis S.A. (a)	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100
Ventos de Santo Uriel S.A. (a)	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100
Cutia Empreendimentos Eólicos SPE S.A. (Cutia) (a)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100

(a) Em 12.11.2015, foi transferida por meio de aumento de capital da Copel na Copel Geração e Transmissão, bem como o direito de autorização relacionado a esse empreendimento.

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

31.12.2015	Sede	Atividade principal	Participação %
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	51,0
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	80,0
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	Florianópolis/SC	Transmissão de energia elétrica	20,0
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.(a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0
Guaraciaba Transmissora de Energia (TP SUL) S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0
Paranaíba Transmissora de Energia S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	24,5
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	50,1
Cantareira Transmissora de Energia S.A. (a)	Rio de Janeiro/RJ	Transmissão de energia elétrica	49,0

(a) Fase pré-operacional.

2 Concessões e Autorizações

2.1 Contratos de Concessão/Autorização da Copel Geração e Transmissão e das suas participações societárias:

	Participação %	Vencimento	
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira	100	26.03.2019	
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia)	100	23.05.2023	
UHE São Jorge	100	03.12.2024	
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	15.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	04.05.2030	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - UEE Palmas	100	28.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - PCH Melissa, PCH Pitangui e PCH Saldo do Vau (a)	100	-	
Autorização - Resolução nº 5.373/2015 - PCH Chopim I (a)	100	-	
Contrato de Concessão de geração nº 001/2007 - UHE Mauá	51	02.07.2042	
Contrato de Concessão nº 001/2011 - UHE Colíder (b)	100	16.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	27.02.2046	
Contrato de Uso de Bem Público nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu (b) (c)	30	19.08.2047	
Contrato de Uso de Bem Público nº 007/2013			
UHE Apucarantina (d)	100	12.10.2025	
UHE Chaminé (d)	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão (d)	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso (d)	100	07.01.2031	
Contrato de Concessão nº 002/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
Em processo de homologação na Aneel - UHE Marumbi	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias:			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20% da Copel)	60	22.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	24.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	30.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	30.05.2046
Nova Eurús IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurús IV	100	26.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	07.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	08.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	08.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	27.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	19.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	31.05.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	18.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste (b)	100	10.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste (b)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada (b)	100	04.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar (b)	100	10.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru (b)	100	04.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia (b)	100	04.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I (e)	100	03.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II (e)	100	03.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III (e)	100	03.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I (e)	100	03.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II (e)	100	03.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III (e)	100	03.08.2050

(a) Apenas registro na Aneel.

(b) Empreendimento em construção.

(c) Em 10.10.2014 foi assinado o 1º aditivo ao Contrato de Concessão MME nº 002/2012 formalizando a transferência de 30% da Concessão da UHE Baixo Iguaçu para a Copel Geração e Transmissão.

(d) Usinas que passaram por mudança no regime de exploração de Serviço Público para Produtor Independente.

(e) Início da construção em 2016.

Copel Geração e Transmissão	Participação %	Vencimento
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE:		
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão - diversos empreendimentos (a)	100	31.12.2042
Contrato nº 075/2001 - LT Bateias - Jaguariaíva	100	16.08.2031
Contrato nº 006/2008 - LT Bateias - Pilarzinho	100	16.03.2038
Contrato nº 027/2009 - LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	18.11.2039
Contrato nº 010/2010 - LT Araraquara 2 - Taubaté (b)	100	05.10.2040
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquílio III	100	05.10.2040
Contrato nº 022/2012 - LT - Foz do Chopim - Salto Osorio C2; LT 230 kV Londrina - Figueira	100	26.08.2042
Contrato nº 002/2013 - LT - Assis - Paraguaçu Paulista II (b); SE 230/88 kV Paraguaçu Paulista II (b)	100	24.02.2043
Contrato nº 005/2014 - LT - Bateias - Curitiba Norte (b); SE 230/20138 kV Curitiba Norte (b)	100	28.01.2044
Contrato nº 021/2014 - LT Foz do Chopim - Realeza (b); - SE Realeza 230/20138 kV - Pátio novo em 230 kV (b)	100	04.09.2044
Contrato nº 022/2014 - LT Assis - Londrina (b)	100	04.09.2044
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias:		
Costa Oeste Transmissora Contrato nº 001/2012 - LT Cascavel Oeste - Umuarama; SE Umuarama 230/20138 kV	51	11.01.2042
Transmissora Sul Brasileira Contrato nº 004/2012 - LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT 230 kV Camaquã 3 - Quinta; LT 525 kV Salto Santiago - Itá; LT 525 kV Itá - Nova Santa Rita; SE Camaquã 3 230/69/2013,8 kV	20	09.05.2042
Caiuá Transmissora Contrato nº 007/2012 - LT Umuarama - Guaíra; LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte; SE Santa Quitéria 230/69-13,8 Kv; SE Cascavel Norte 230/20138-13,8 kV	49	09.05.2042
Marumbi Transmissora Contrato nº 008/2012 - LT Curitiba - Curitiba Leste; SE Curitiba Leste 525/230 kV	80	09.05.2042
Integração Maranhense Contrato nº 011/2012 - LT Açailândia - Miranda II	49	09.05.2042
Matrinchã Transmissora Contrato nº 012/2012 - LT Paranaíta - Ribeirãozinho (b); LT 500 kV Paranaíta - Cláudia (b); SE Cláudia 500 kV (b); LT 500 kV Cláudia - Paranatinga (b); SE Paranatinga 500 kV (b); LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho (b)	49	09.05.2042
Guaraciaba Transmissora Contrato nº 013/2012 - LT Ribeirãozinho - Marimbondo II (b); LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte (b); LT 500 Rio Verde Norte - Marimbondo II (b); Seccionamento das LTs 500 kV Marimbondo - Araraquara, na SE Marimbondo II (b); SE Marimbondo II 500 kV (b)	49	09.05.2042
Paranaíba Transmissora Contrato nº 007/2013 - LT - T 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas (b); LT 500 kV Rio Das Éguas - Luziânia (b); LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2 (b)	24,5	01.05.2043
Mata de Santa Genebra Contrato nº 001/2014 - LT - Itatiba - Bateias (b); LT 500 kV Itatiba - Bateias (b); LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba (b); LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias (b); SE Santa Bárbara do D'Oeste 440 kV (b); SE Itatiba 500 kV (b); SE 500/440 kV Fernão Dias (b)	50,1	13.05.2044
Cantareira Transmissora Contrato nº 019/2014 - LT - Estreito - Fernão Dias (b)	49	04.09.2044

(a) Concessão prorrogada através do 3º Termo Aditivo do Contrato de Concessão 060/2001.

(b) Empreendimento em construção.

3 Base de Preparação

3.1 Declaração de conformidade

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

Ainda, a Companhia, de acordo com o CPC 36 - Demonstrações Consolidadas, não está apresentando demonstrações financeiras consolidadas, considerando que:

- Ela é controlada da Companhia Paranaense de Energia - Copel, a qual foi consultada e não fez objeção quanto à não apresentação das demonstrações contábeis consolidadas pela Companhia;
- Os instrumentos de dívida ou patrimoniais da Companhia não são negociados em mercado aberto;

- A Companhia não registrou e não está em processo de registro de suas demonstrações financeiras na Comissão de Valores Mobiliários, visando à emissão de algum tipo ou classe de instrumento em mercado aberto; e
- A sua controladora Companhia Paranaense de Energia - Copel disponibiliza ao público suas demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os Pronunciamentos Técnicos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis e IFRS.

A emissão das demonstrações financeiras foi autorizada pela Diretoria em 22.03.2016.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- os instrumentos financeiros não-derivativos designados pelo valor justo por meio do resultado, são mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo;
- os investimentos em controladas e em empreendimentos controlados em conjunto são avaliados pelo método de equivalência patrimonial; e
- O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, calculada por atuário contratado, deduzido o valor justo dos ativos do plano.

3.4 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

3.4.1 Julgamentos

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

- NE nº 4.2 – Método de equivalência patrimonial;
- NE nº 4.3.8 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NE nº 4.3.9 - Contas a receber vinculadas à indenização da concessão;

- NE nº 4.7 - Intangível;
- NEs nºs 4.8 e 15.8 - Redução ao valor recuperável de ativos; e
- NE nº 4.16 - Arrendamentos.

3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material no próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- NEs nºs 4.3 e 32 - Instrumentos financeiros;
- NE nº 7 - Clientes;
- NE nº 4.5.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos;
- NEs nºs 4.6 e 15 - Imobilizado;
- NE nº 4.7 - Intangível;
- NEs nºs 4.8 e 15.8 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.9 e 21 - Benefícios pós-emprego; e
- NEs nºs 4.11 e 26 - Provisões.

4 Principais Políticas Contábeis

4.1 Reapresentação de saldos comparativos

A Administração da Companhia procedeu a revisão de política contábil com o objetivo de melhor apresentação do seu desempenho operacional e financeiro. Desta forma, com base nas orientações emanadas pelo CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, reclassificou os gastos com a Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos.

Para melhor comparabilidade, os saldos de 31.12.2014 da Demonstração de Resultado foram reapresentados. Essas reclassificações não tiveram impactos no lucro líquido da Companhia.

Demonstração de Resultado			
31.12.2014	Apresentado	Reclassificação	Reapresentado
Custos Operacionais	(2.289.528)	(140.810)	(2.430.338)
Lucro Operacional Bruto	659.149	(140.810)	518.339
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(88.768)	140.810	52.042
Outras receitas (despesas), líquidas	(315.757)	140.810	(174.947)

A Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos, no valor de R\$ 140.810, foi reclassificada de Outras receitas (despesas), líquidas para Custos Operacionais.

4.2 Método de equivalência patrimonial

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

As distribuições de resultados reduzem o valor contábil dos investimentos.

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

4.2.1 Controladas

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

4.2.2 Empreendimentos controlados em conjunto

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

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

4.2.3 Operações em conjunto

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

As operações em conjunto (consórcios) são contabilizadas na proporção de quota-parte de ativos, passivos e resultado.

4.3 Instrumentos financeiros

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos.

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

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

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

Ativos financeiros

4.3.1 Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado

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

4.3.2 Empréstimos e recebíveis

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

4.3.3 Instrumentos financeiros disponíveis para venda

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

4.3.4 Instrumentos financeiros mantidos até o vencimento

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

Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

4.3.5 Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

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

4.3.6 Outros passivos financeiros

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

4.3.7 Baixas de passivos financeiros

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

Ativos e passivos financeiros vinculados à concessão

4.3.8 Contas a receber vinculadas à concessão

Concessão de transmissão

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

A receita dos contratos de concessão de transmissão é realizada pela disponibilização da infraestrutura aos usuários do sistema, não tem risco de demanda e é, portanto, considerada receita garantida, denominada Receita Anual Permitida - RAP, a ser recebida durante o prazo da concessão. Os valores são faturados mensalmente aos usuários da infraestrutura, conforme relatório emitido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. No vencimento da concessão, se houver saldo remanescente ainda não recebido relacionado à construção da infraestrutura, esse será recebido diretamente do Poder Concedente por ser um direito incondicional de receber caixa, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da RAP.

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

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

4.3.9 Contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Concessão de transmissão - Contrato 060/2001

Refere-se a valores a receber previstos na Medida Provisória 579/2012 - MP nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, em virtude da opção da Companhia pela prorrogação do referido contrato de concessão por mais 30 anos a partir de 31.12.2012.

Para os ativos denominados Rede Básica Novas Instalações - RBNI, que entraram em operação após maio de 2000, o recebimento da indenização foi parcelado em 31 prestações mensais com vencimento a partir de janeiro de 2013, calculadas pelo Sistema de Amortização Constante - SAC, atualizadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA e remunerada pelo WACC de 5,59% real ao ano.

Para os ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE existentes em 31.05.2000 e com valor residual na data da prorrogação, o artigo 1º da resolução normativa Aneel nº 589/2013 definiu a metodologia a ser aplicada na mensuração do valor da indenização. Esta resolução limitou-se apenas a reconhecer o direito das concessionárias à indenização, definindo a forma da sua valoração.

Contratos de geração

Referem-se a valores a receber dos empreendimentos de geração de energia elétrica com contratos de concessão vencidos e não prorrogados, conforme dispõe a Lei nº 12.783/2013.

Os critérios e procedimentos que definem o valor indenizável para investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados, relativos a empreendimentos de geração, estão previstos na Resolução Normativa Aneel nº 596/2013.

A Administração entende ter direito contratual assegurado no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final das concessões de serviço público. Para o cálculo de recuperação, considerará o valor novo de reposição - VNR, a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação até o vencimento da concessão.

4.3.10 Contas a pagar vinculadas à concessão

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

4.4 Estoque (inclusive do ativo imobilizado)

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

4.5 Tributos

4.5.1 Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

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

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

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

4.5.2 Outros tributos

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

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

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

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

4.6 Imobilizado

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

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

4.7 Intangível

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

4.7.1 Concessão onerosa de geração de energia elétrica

Corresponde a aquisição de um direito de exploração do potencial de energia hidráulica cujo contrato é assinado na modalidade de Uso do Bem Público - UBP.

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

4.7.2 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

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

4.7.3 Baixa de ativos intangíveis

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

4.8 Redução ao valor recuperável de ativos

Os ativos são avaliados anualmente para identificar evidências de perdas não recuperáveis ou, ainda, sempre que eventos ou alterações significativas nas circunstâncias indiquem que o valor contábil pode não ser recuperável. Quando houver perda decorrente das situações em que o valor contábil do ativo ultrapasse seu valor recuperável, definido pelo maior valor entre o valor em uso do ativo e o valor de preço líquido de venda do ativo, essa perda é reconhecida no resultado do exercício. Também é reconhecido no resultado do exercício corrente a reversão de perda de exercícios anteriores.

4.9 Benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios a empregados. Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com data base que coincide com o encerramento do exercício.

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

Os ativos do plano de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado).

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

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

4.10 Programa de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

Conforme a Lei nº 9.991/2000, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de geração e transmissão de energia elétrica estão obrigadas a destinar anualmente o percentual de 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, conforme Resolução Normativa Aneel nº 504/2012.

4.11 Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou construtiva) resultantes de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja mais provável que sim do que não ocorrer.

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

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

A provisão para custos ou obrigações socioambientais é registrada à medida que são assumidas as obrigações formais com os órgãos reguladores ou a Administração tenha conhecimento de potencial risco relacionado às questões socioambientais, cujos desembolsos de caixa sejam considerados prováveis e seus valores possam ser estimados. Durante a fase de implantação do empreendimento, os valores provisionados são registrados em contrapartida ao ativo imobilizado ou intangível em curso. Após a entrada em operação comercial do empreendimento, todos os custos ou despesas incorridos com programas socioambientais relacionados com as licenças de operação e manutenção do empreendimento são registrados diretamente no resultado do exercício.

4.12 Apuração do resultado

As receitas, custos e despesas são reconhecidas pelo regime de competência, ou seja, quando os produtos são entregues e os serviços efetivamente prestados, independentemente de recebimento ou pagamento.

4.13 Reconhecimento da receita

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

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

4.13.1 Receita de juros

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

4.14 Receita de construção e custo de construção

As receitas relativas a serviços de construção da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de transmissão de energia elétrica são contabilizadas conforme o estágio de execução.

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

A margem de construção adotada referente aos exercícios de 2015 e de 2014 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

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

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE são reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações divulgadas por essa entidade ou, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente, por estimativa preparada pela Administração.

4.16 Arrendamentos

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

4.17 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras. Não é uma demonstração prevista e nem

obrigatória conforme as IFRS.

4.18 Novas normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor

Uma série de novas normas, alterações e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados após 1º.01.2016 e não foram adotadas na preparação destas demonstrações financeiras.

Aquelas que podem ser relevantes para a Companhia estão mencionadas a seguir. A Companhia não planeja adotar estas normas de forma antecipada.

4.18.1 IFRS 9 - Instrumentos financeiros

Inclui orientação revista sobre a classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo um novo modelo de perda esperada de crédito para o cálculo da redução ao valor recuperável de ativos financeiros e novos requisitos sobre a contabilização de hedge. A norma mantém as orientações existentes sobre o reconhecimento e desreconhecimento de instrumentos financeiros da IAS 39.

A IFRS 9 é efetiva para exercícios iniciados em ou após 1º.01.2018, com adoção antecipada permitida.

4.18.2 IFRS 15 - Receita de contratos com clientes

Exige que uma entidade reconheça o montante da receita refletindo a contraprestação que elas esperam receber em troca do controle desses bens ou serviços. A nova norma vai substituir a maior parte da orientação detalhada sobre o reconhecimento da receita que existe atualmente em IFRS quando a nova norma for adotada. A nova norma é aplicável a partir de ou após 1º.01.2017, com adoção antecipada permitida pela IFRS. A norma poderá ser adotada de forma retrospectiva, utilizando uma abordagem de efeitos cumulativos. A Companhia está avaliando os efeitos que a IFRS 15 vai ter nas demonstrações financeiras e nas suas divulgações e ainda não escolheu o método de transição para a nova norma nem determinou os efeitos da nova norma nos relatórios financeiros atuais.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	31.12.2015	31.12.2014
Caixa e bancos conta movimento	245	19.316
Aplicações financeiras de liquidez imediata	654.193	136.549
	654.438	155.865

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

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

6 Títulos e Valores Mobiliários

Categoria	Nível NE 31.1	Indexador	31.12.2015	31.12.2014
Títulos disponíveis para venda				
Operação Compromissada	2	Pré-Fixada	48.085	93.558
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	2	CDI	45.768	36.662
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	1	Selic	1.334	85.906
Letras do Tesouro Nacional - LTN	1	Pré-Fixada	-	17.153
LF Caixa	2	CDI	-	12.450
Notas do Tesouro Nacional - Série F - NTN-F	1	CDI	-	2.001
			95.187	247.730
		Circulante	11.826	117.593
		Não circulante	83.361	130.137

A Companhia possui títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 1 a 60 meses a partir do final do período de relatório. Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do exercício.

7 Clientes

	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2015	Saldo 31.12.2014
Consumidores					
Industrial	55.482	3.850	1.555	60.887	64.032
Outros créditos	239	1.591	866	2.696	609
	55.721	5.441	2.421	63.583	64.641
Concessionárias e permissionárias					
Suprimento de energia elétrica					
Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no					
Ambiente Regulado - CCEAR	129.919	12.485	6.696	149.100	94.601
Contratos bilaterais	77.920	4.359	-	82.279	88.156
CCEE (7.1)	20.422	-	181.560	201.982	-
Regime de cotas e Ressarcimento de geradores	3.001	422	1.343	4.766	1.260
	231.262	17.266	189.599	438.127	184.017
Encargos de uso da rede elétrica	21.216	1.557	2.170	24.943	24.031
PCLD (7.2)	-	-	(127.447)	(127.447)	(6.730)
	308.199	24.264	66.743	399.206	265.959
				397.151	262.164
				2.055	3.795

7.1 CCEE

Do saldo apresentado, o valor de R\$ 181.560 é decorrente da venda de energia a ser reprocessada pela CCEE do período de janeiro a maio em decorrência do pedido, junto a Aneel, pela exclusão de responsabilidade na entrega de energia para cumprir com os contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder (NE nº 15.6). Desse total foi recebido em 12.02.2016 e 08.03.2016 o montante de R\$ 8.687.

7.2 Provisão para créditos de liquidação duvidosa

	Saldo em 1º.01.2014	Adições	Perdas	Saldo em 31.12.2014	Adições	Saldo em 31.12.2015
Consumidores						
Industrial	1.434	-	(1.434)	-	-	-
	1.434	-	(1.434)	-	-	-
Concessionárias e permissionárias						
CCEE (7.2.1)	-	-	-	-	119.665	119.665
Concessionárias e permissionárias	6.408	917	(595)	6.730	1.052	7.782
	6.408	917	(595)	6.730	120.717	127.447
	7.842	917	(2.029)	6.730	120.717	127.447

7.2.1 CCEE

Em 2015, foi constituída PCLD no valor de R\$ 119.665, referente a diferenças entre os preços de venda de energia negociada nos contratos de comercialização da Usina Hidrelétrica de Colíder e o Preço de Liquidação de Diferença – PLD, negociado na CCEE. A Companhia aguarda a definição por parte da Aneel quanto ao pleito de revisão do cronograma de início da operação comercial desta usina para a possível reversão desta provisão.

8 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

8.1 Mutações das contas a receber vinculadas à concessão

Saldos	Ativo circulante	Ativo não circulante		Total
		Ativo	Obrigações especiais	
Em 1º.01.2014	4.396	483.598	(75.125)	412.869
Transferências entre circulante e não circulante	38.741	(38.741)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(35.707)	-	-	(35.707)
Transferências para o imobilizado	-	(11.073)	-	(11.073)
Remuneração	-	59.367	(585)	58.782
Receita de construção	-	206.150	-	206.150
Em 31.12.2014	7.430	699.301	(75.710)	631.021
Transferências entre circulante e não circulante	48.118	(48.118)	-	-
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(46.386)	-	-	(46.386)
Transferências do imobilizado	-	1.740	-	1.740
Remuneração	-	110.893	-	110.893
Receita de construção	-	232.567	-	232.567
Em 31.12.2015	9.162	996.383	(75.710)	929.835

8.2 Compromissos relativos às concessões de transmissão

Compromissos assumidos com os fornecedores de equipamentos e serviços referentes aos seguintes empreendimentos:

Linhas de Transmissão e Subestações	Valor
Contrato nº 010/2010 - Linha de transmissão Araraquara 2 - Taubaté	311.153
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV - Assis - Paraguaçu Paulista	49.098
Contrato nº 005/2014 - LT 230kV Bateias - Curitiba Norte e SE 230kV Curitiba Norte	47.862
Contrato nº 021/2014 - LT 230kV Foz do Chopim Realeza Sul e SE 230 kV Realeza Sul	39.118
Contrato nº 022/2014 - LT 500kV Londrina - Assis	28.554

9 Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão

A Copel Geração e Transmissão recebeu o montante pactuado com o Poder Concedente pela prorrogação do contrato de concessão de transmissão nº 060/2001, exclusivamente da parte referente a indenização dos ativos que entraram em operação após maio de 2000, denominados de Rede Básica Novas Instalações - RBNI.

Dos valores a receber da parte da indenização dos ativos de transmissão de energia elétrica da Rede Básica Sistema Existente - RBSE e das instalações de conexão e Demais Instalações de Transmissão - RPC, também referentes ao contrato de concessão nº 060/2001, a Copel Geração e Transmissão protocolou, em 31.03.2015 junto a Aneel, o laudo de avaliação desses ativos. Em junho de 2015, a Companhia recebeu a fiscalização da Aneel para validação das informações e aferição do valor indenizável, podendo até a conclusão da fiscalização, incorrer em ajustes na base de indenização.

O laudo da Copel Geração e Transmissão, elaborado em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 589/2013, totaliza R\$ 882.300, equivalentes aos investimentos pelo Valor Novo de Reposição - VNR, ajustado pela depreciação acumulada dos bens até 31.12.2012. A Companhia aguarda a conclusão dos trabalhos da Aneel.

Em relação aos ativos de geração e em decorrência do vencimento das concessões da UHE Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I, a Copel Geração e Transmissão depreciou as usinas até a data de vencimento das concessões e as reclassificou pelo valor residual contábil do Ativo Imobilizado, no valor de R\$ 59.339, para Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão. Este valor será confrontado com o valor da indenização a ser definida pelo Poder Concedente.

A Companhia manifestou tempestivamente junto a Aneel o interesse no recebimento do valor indenizável. A formalização da comprovação de realização dos respectivos investimentos junto àquela agência reguladora, conforme prazo definido pela Resolução Normativa nº 615/2014, ocorreu em 17.12.2015.

A Administração da Companhia avaliou estes ativos, utilizando a metodologia do valor novo de reposição, conforme definido nas Resoluções Normativas Aneel n^{os} 596 e 589/2013 e, apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados em 31.12.2015.

9.1 Mutação das contas a receber vinculadas à indenização da concessão

Saldos	Ativo circulante	Ativo não circulante	Total
Em 1^o.01.2014	352.161	365.645	717.806
Transferências do não circulante para o circulante	205.428	(205.428)	-
Remuneração	50.271	-	50.271
Recebimentos	(306.814)	-	(306.814)
Em 31.12.2014	301.046	160.217	461.263
Transferências do imobilizado - indenização de concessões de geração (NE n ^o 15.3)	-	59.339	59.339
Remuneração	20.363	-	20.363
Amortizações	(321.409)	-	(321.409)
Em 31.12.2015	-	219.556	219.556

10 Outros Créditos

	31.12.2015	31.12.2014
Serviços em curso (a)	42.170	31.714
Adiantamento a fornecedores (b)	39.708	80.565
Adiantamento a empregados	7.260	6.478
Adiantamento para indenizações imobiliárias	2.815	1.454
Outros créditos	30.168	36.761
	122.121	156.972
	Circulante	109.590
	Não circulante	12.531
		94.545
		62.427

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

(b) Referem-se a adiantamentos previstos em cláusulas contratuais.

11 Tributos

11.1 Imposto de renda e contribuição social

	31.12.2015	31.12.2014
Ativo circulante		
IR e CSLL a compensar	204.649	235.316
IR e CSLL a compensar com o passivo	(204.649)	(235.077)
	-	239
Ativo não circulante		
IR e CSLL a recuperar	573	545
	573	545
Passivo circulante		
IR e CSLL a recolher	381.918	456.686
IR e CSLL a compensar com o ativo	(204.649)	(235.077)
	177.269	221.609

11.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

11.2.1 Mutação do imposto de renda e contribuição social diferidos

	Saldo em 1º.01.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2014	Reconhecido no resultado do exercício	Reconhecido no resultado abrangente do exercício	Saldo em 31.12.2015
Ativo não circulante							
Provisões para litígios	134.404	47.296	-	181.700	(21.263)	-	160.437
Efeitos CPC 01 - redução ao valor recuperável de ativos	-	274.476	-	274.476	(22.450)	-	252.026
Planos previdenciário e assistencial	53.387	7.484	-	60.871	8.062	-	68.933
Provisão para compra de energia	8.583	(624)	-	7.959	(10)	-	7.949
PCLD	3.462	4.341	-	7.803	41.201	-	49.004
Provisão para P&D	12.733	5.249	-	17.982	6.322	-	24.304
Efeitos CPC 33 - benefícios a empregados	48.903	-	(32.189)	16.714	-	(16.714)	-
Efeitos ICPC 01 - contratos de concessão	30.633	(13.179)	-	17.454	(6.951)	-	10.503
Amortização do direito de concessão	18.344	-	-	18.344	2.278	-	20.622
INSS - liminar sobre depósito judicial	5.151	1.184	-	6.335	1.327	-	7.662
Recebimento Liminar GSF	-	-	-	-	41.308	-	41.308
Provisão para perdas tributárias	3.660	2.174	-	5.834	132	-	5.966
Provisão para participação nos lucros	5.223	316	-	5.539	(830)	-	4.709
Outros	9.933	(573)	(408)	8.952	(361)	(172)	8.419
	334.416	328.144	(32.597)	629.963	48.765	(16.886)	661.842
(-) Passivo não circulante							
Efeitos CPC 27 - custo atribuído	636.541	(50.760)	-	585.781	(46.590)	-	539.191
Diferimento de ganho de capital	107.534	(67.916)	-	39.618	(28.298)	-	11.320
Capitalização de encargos financeiros	1.898	-	-	1.898	-	-	1.898
Outros	6.869	8.128	-	14.997	11.813	13.273	40.083
	752.842	(110.548)	-	642.294	(63.075)	13.273	592.492
Líquido	(418.426)	438.692	(32.597)	(12.331)	111.840	(30.159)	69.350

11.3 Outros tributos a recuperar e a recolher

	31.12.2015	31.12.2014
Ativo circulante		
ICMS a recuperar	12.358	8.614
PIS/Pasep e Cofins a compensar	4.210	2.470
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o passivo	(2.888)	(2.440)
Outros tributos a compensar	534	463
	14.214	9.107
Ativo não circulante		
ICMS a recuperar	2.211	3.682
PIS/Pasep e Cofins	59.210	55.206
Outros tributos a compensar	39	44
	61.460	58.932
Passivo circulante		
ICMS a recolher	337	7.631
PIS/Pasep e Cofins a recolher	17.799	17.105
PIS/Pasep e Cofins a compensar com o ativo	(2.888)	(2.440)
IRRF sobre JSCP	42.658	-
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	45.586	
Outros tributos	4.796	9.392
	108.288	31.688
Passivo não circulante		
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	22.537	18.635
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	148.153	
	170.690	18.635

11.4 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	31.12.2015	31.12.2014
Lucro antes do IRPJ e CSLL	1.296.368	700.380
IRPJ e CSLL (34%)	(440.765)	(238.129)
Efeitos fiscais sobre:		
Equivalência patrimonial	63.793	119.141
Juros sobre o capital próprio	96.692	89.755
Despesas indedutíveis	(534)	(131)
Incentivos fiscais	9.909	11.346
Outros	1.950	24
IRPJ e CSLL correntes	(380.795)	(456.686)
IRPJ e CSLL diferidos	111.840	438.692
Alíquota efetiva - %	20,7%	2,6%

De acordo com as disposições trazidas pela Lei nº 12.973/2014 e pela Instrução Normativa RFB 1.515/2014, as quais trouxeram mudanças relacionadas aos tributos IRPJ, CSLL, PIS e Cofins, cuja vigência iniciou-se em 1º.01.2015, a partir desta data, a Companhia vem apurando seus tributos aplicando os preceitos das referidas legislações.

12 Despesas Antecipadas

	31.12.2015	31.12.2014
Prêmio de risco - Repactuação GSF (12.1)	20.909	-
Outros	3.742	3.346
	24.651	3.346
	Circulante	17.956
	Não circulante	6.695
		3.346
		-

12.1 Prêmio de risco - Repactuação GSF

Os geradores hidrelétricos fortemente impactados pelo baixo nível dos reservatórios em decorrência da escassez de chuvas dos últimos anos, foram contemplados pelo Poder Concedente em 08.12.2015 com a promulgação da Lei nº 13.203 que permitiu a repactuação do risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do MRE, com efeitos a partir de 1º.01.2015.

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

Em 23.12.2015, após análise das condições para repactuação no ACR e no ACL a Copel Geração e Transmissão protocolou pedido de repactuação do risco hidrológico somente no ACR das UHEs Mauá e Foz do Areia, anuído através do Despacho Aneel nº 84/2016.

De acordo com o Termo de Repactuação do Risco Hidrológico e dos regulamentos citados, a Companhia adquiriu o direito de recuperar parcialmente o custo com o fator de ajuste do MRE (*Generation Scaling Factor* – GSF) de 2015, no montante de R\$ 33,55 por MW médio para a classe do produto SP100, referente ao prêmio de risco por ela contratado.

Em 31.12.2015, a Copel Geração e Transmissão reconheceu no resultado do exercício como Recuperação do Custo de Compra de Energia pela Repactuação do GSF o montante de R\$ 95.251 (NE nº 29.1.1), conforme quadro abaixo:

Usina	Garantia Física (MW médio)	Montante de Energia Elegível (MW médio)	Prazo de amortização da Despesa Antecipada	Prazo de extensão de outorga (Intangível)	Valor total do Ativo a Recuperar pela Repactuação do GSF	Valor da Despesa Antecipada à amortizar com Prêmio de Risco futuro	Valor do Intangível à amortizar pelo período da concessão
Mauá	100,827	97,3909	01.01.2016 a 30.06.2020	não aplicável	28.623	28.623	-
Foz do Areia	576,000	226,7050	01.01.2016 a 31.12.2016	24.05.2023 a 17.09.2023	66.628	17.222	49.406
		324,0959			95.251	45.845	49.406

Em contrapartida ao resultado, foram registrados os montantes de R\$ 20.909, em Despesas Antecipadas, R\$ 22.534, no Intangível, e R\$ 51.808 como redutora do passivo com a CCEE.

A composição dos registros em 31.12.2015 é apresentada no quadro abaixo:

	31.12.2015
Prêmio de risco - ativo circulante	14.215
Prêmio de risco - ativo não circulante	6.694
Intangível (NE nº 16.1)	22.534
Redutora do passivo com CCEE (a)	51.808
	95.251
Prêmio de risco a amortizar	45.845
Extensão de prazo da outorga	49.406

(a) Em decorrência da não quitação das faturas com GSF junto a CCEE (NE nº 18.1)

13 Depósitos Judiciais

	31.12.2015	31.12.2014
Fiscais	28.622	20.150
Trabalhistas	22.821	23.020
Cíveis		
Cíveis	2.129	2.187
Servidões de passagem	6.061	6.062
	8.190	8.249
Outros	252	1.440
	59.885	52.859

14 Investimentos

14.1 Mutação dos investimentos

	Saldo em 1º.01.2015	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JSCP propostos	Amorti- zação	Transferência de ativos (NE nº 1.1.1)	Saldo em 31.12.2015
Controladas							
UEG Araucária	571.246	145.717	-	(202.017)	-	-	514.946
São Bento	-	10.070	-	-	-	153.574	163.644
São Bento - direito de autorização	-	-	-	-	(236)	86.243	86.007
Cutia	-	(598)	4.945	-	-	75.917	80.264
Cutia - direito de autorização	-	-	-	-	-	8.712	8.712
Nova Asa Branca I	-	2.427	-	-	-	31.042	33.469
Nova Asa Branca I - direito de autorização	-	-	-	-	(149)	54.401	54.252
Nova Asa Branca II	-	(709)	-	-	-	14.460	13.751
Nova Asa Branca II - direito de autorização	-	-	-	-	(150)	54.887	54.737
Nova Asa Branca III	-	2.612	-	-	-	62.260	64.872
Nova Asa Branca III - direito de autorização	-	-	-	-	(145)	52.927	52.782
Nova Eurus IV	-	2.482	-	-	-	42.253	44.735
Nova Eurus IV - direito de autorização	-	-	-	-	(154)	56.065	55.911
Santa Maria	-	1.716	-	-	-	61.711	63.427
Santa Maria - direito de autorização	-	-	-	-	(76)	28.866	28.790
Santa Helena	-	1.071	-	-	-	66.419	67.490
Santa Helena - direito de autorização	-	-	-	-	(83)	31.112	31.029
Ventos de Santo Uriel	-	(13)	-	-	-	28.428	28.415
Ventos de Santo Uriel - direito de autorização	-	-	-	-	(39)	14.627	14.588
	571.246	164.775	4.945	(202.017)	(1.032)	923.904	1.461.821
Empreendimentos controlados em conjunto (14.2)							
Costa Oeste	23.924	7.506	2.983	(1.782)	-	-	32.631
Marumbi	63.747	13.056	2.211	(3.100)	-	-	75.914
Transmissora Sul Brasileira	73.291	(6.393)	665	-	-	-	67.563
Caiuá	44.761	8.579	-	(2.069)	-	-	51.271
Integração Maranhense	91.836	14.348	2.352	(4.249)	-	-	104.287
Matrinchã	443.262	327	254.323	-	-	-	697.912
Guaraciaba	145.979	(17.136)	169.951	-	-	-	298.794
Paranaíba	68.308	3.018	29.400	-	-	-	100.726
Mata de Santa Genebra	26.151	(2.004)	2.756	-	-	-	26.903
Cantareira	15.273	1.550	43.650	(368)	-	-	60.105
	996.532	22.851	508.291	(11.568)	-	-	1.516.106
Bens destinados a uso futuro	280	-	-	-	-	-	280
Estudos e projetos	1.193	-	-	-	-	-	1.193
	1.473	-	-	-	-	-	1.473
	1.569.251	187.626	513.236	(213.585)	(1.032)	923.904	2.979.400

	Saldo em 1º.01.2014	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Dividendos e JSCP propostos	Saldo em 31.12.2014
Controlada					
UEG Araucária	421.052	282.993	-	(132.799)	571.246
	421.052	282.993	-	(132.799)	571.246
Empreendimentos controlados em conjunto					
Costa Oeste	18.700	1.317	3.742	165	23.924
Marumbi	21.797	9.311	34.448	(1.809)	63.747
Transmissora Sul Brasileira	63.797	2.799	7.000	(305)	73.291
Caiuá	40.318	2.009	2.911	(477)	44.761
Integração Maranhense	85.378	3.541	2.917	-	91.836
Matrinchã	97.999	30.553	321.987	(7.277)	443.262
Guaraciaba	38.828	15.783	95.117	(3.749)	145.979
Paranaíba	17.850	3.172	47.286	-	68.308
Mata de Santa Genebra	-	(1.153)	27.304	-	26.151
Cantareira	-	87	15.207	(21)	15.273
	384.667	67.419	557.919	(13.473)	996.532
Outros investimentos					
Bens destinados a uso futuro	278	-	2	-	280
Estudos e projetos	1.193	-	-	-	1.193
	1.471	-	2	-	1.473
	807.190	350.412	557.921	(146.272)	1.569.251

14.2 Saldos integrais dos grupos de ativos, passivos e resultado dos empreendimentos controlados em conjunto

	Costa Oeste	Marumbi	Transmissora Sul Brasileira	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
31.12.2015										
ATIVO	106.485	164.324	706.250	237.263	473.129	2.240.755	1.080.290	1.043.392	612.267	143.693
Ativo circulante	11.088	9.487	57.022	21.460	39.560	68.224	109.297	55.894	220.806	5.779
Caixa e equivalentes de caixa	5.900	1.914	27.977	100	183	55.677	106.129	51.594	214.326	5.590
Outros ativos circulantes	5.188	7.573	29.045	21.360	39.377	12.547	3.168	4.300	6.480	189
Ativo não circulante	95.397	154.837	649.228	215.803	433.569	2.172.531	970.993	987.498	391.461	137.914
PASSIVO	106.485	164.324	706.250	237.263	473.129	2.240.755	1.080.290	1.043.392	612.267	143.693
Passivo circulante	8.998	16.738	46.853	28.848	74.720	103.564	425.866	599.927	552.028	6.731
Passivos financeiros	3.067	5.147	21.530	7.329	13.076	47.642	401.726	548.011	489.732	-
Outros passivos circulantes	5.931	11.591	25.323	21.519	61.644	55.922	24.140	51.916	62.296	6.731
Passivo não circulante	33.504	52.693	321.582	103.778	190.379	807.637	44.633	32.339	6.541	14.298
Passivos financeiros	29.990	47.532	316.266	76.846	126.749	611.101	-	-	-	-
Adiant. p/ futuro aumento de capital	-	-	-	-	4.800	94.756	-	-	-	-
Outros passivos não circulantes	3.514	5.161	5.316	26.932	58.830	101.780	44.633	32.339	6.541	14.298
Patrimônio líquido	63.983	94.893	337.815	104.637	208.030	1.329.554	609.791	411.126	53.698	122.664
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO										
Receita operacional líquida	20.634	47.663	73.863	33.802	107.415	678.806	219.820	611.495	320.948	90.201
Custos e despesas operacionais	(2.855)	(26.633)	(71.297)	(2.061)	(54.487)	(568.599)	(160.723)	(537.924)	(308.580)	(86.165)
Resultado financeiro	(1.911)	(2.632)	(31.088)	(5.898)	(9.746)	(43.245)	(70.625)	(51.613)	(18.807)	649
Provisão para IR e CSLL	(1.148)	(2.077)	(3.442)	(8.332)	(13.901)	(22.767)	3.872	(7.467)	2.438	(1.521)
Lucro (prejuízo) do exercício	14.720	16.321	(31.964)	17.511	29.281	44.195	(7.656)	14.491	(4.001)	3.164
Resultado abrangente total	14.720	16.321	(31.964)	17.511	29.281	44.195	(7.656)	14.491	(4.001)	3.164

15 Imobilizado

A Companhia registra no ativo imobilizado os bens utilizados nas instalações administrativas e comerciais, para geração de energia elétrica. Ressalta-se que os investimentos em transmissão são registrados no ativo financeiro e/ou no ativo intangível conforme CPC 04 e OCPC 05 (NE n^{os} 4.3.8 e 4.7).

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

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n^o 41.019/1957 e artigo 19 do Decreto n^o 2.003/1996, os quais regulamentam os serviços públicos de energia elétrica e sua produção por produtor independente, os bens e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel n^o 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

15.1 Imobilizado por classe de ativos

	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2015	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2014
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	6.280.637	(3.677.123)	2.603.514	7.297.703	(4.556.699)	2.741.004
Máquinas e equipamentos	3.041.499	(1.772.785)	1.268.714	3.429.318	(2.018.639)	1.410.679
Edificações	1.292.784	(885.093)	407.691	1.441.143	(1.006.580)	434.563
Terrenos	255.528	(7.939)	247.589	256.486	(5.214)	251.272
Veículos	39.374	(28.285)	11.089	37.958	(28.523)	9.435
Aeronaves	17.067	(9.183)	7.884	17.067	(5.770)	11.297
Móveis e utensílios	9.037	(6.907)	2.130	9.535	(7.004)	2.531
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (a)	(15.096)	-	(15.096)	(46.571)	-	(46.571)
(-) Obrigações especiais	(14)	-	(14)	(14)	-	(14)
	10.920.816	(6.387.315)	4.533.501	12.442.625	(7.628.429)	4.814.196
Em curso						
Custo	2.379.024	-	2.379.024	1.977.088	-	1.977.088
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (a)	(704.305)	-	(704.305)	(760.710)	-	(760.710)
	1.674.719	-	1.674.719	1.216.378	-	1.216.378
	12.595.535	(6.387.315)	6.208.220	13.659.003	(7.628.429)	6.030.574

(a) Referem-se a ativos de concessão de geração de energia elétrica.

15.2 Mutação do imobilizado

	Saldo em 1 ^o .01.2015	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizaç�es/ Transferências	Transferência (a)	Saldo em 31.12.2015
Em serviço							
Reservatórios, barragens, adutoras	2.741.004		(135.811)		1.672	(3.352)	2.603.513
Máquinas e equipamentos	1.410.679		(100.573)	(18.313)	49.962	(73.040)	1.268.715
Edificações	434.563		(28.812)	(50)	5.700	(3.710)	407.691
Terrenos	251.272		(2.725)			(958)	247.589
Veículos	9.435		(2.952)	(101)	4.740	(34)	11.088
Aeronaves	11.297		(3.413)		-		7.884
Móveis e utensílios	2.531		(328)	(3)	27	(97)	2.130
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (NE n� 15.8)	(46.571)	9.624	-		-	21.852	(15.095)
(-) Obrigações especiais	(14)		-				(14)
	4.814.196	9.624	(274.614)	(18.467)	62.101	(59.339)	4.533.501
Em curso							
Custo	1.977.088	466.090	-	(312)	(63.842)	-	2.379.024
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (NE n� 15.8)	(760.710)	56.405	-				(704.305)
	1.216.378	522.495	-	(312)	(63.842)	-	1.674.719
	6.030.574	532.119	(274.614)	(18.779)	(1.741)	(59.339)	6.208.220

(a) Transferências para o contas a receber vinculado a indenização da concessão (NE n  9)

	Saldo em 1 ^o .01.2014	Adições	Depreciação	Baixas	Capitalizaç�es/ Transferências	Saldo em 31.12.2014
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.879.525		(139.025)		504	2.741.004
Máquinas e equipamentos	1.488.405		(116.030)	(4.753)	43.057	1.410.679
Edificações	464.120		(30.023)		466	434.563
Terrenos	254.005		(2.733)		-	251.272
Veículos	24.741		(5.020)	(38)	(10.248)	9.435
Aeronaves	-		(284)		11.581	11.297
Móveis e utensílios	2.305		(834)	(8)	1.068	2.531
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (NE n� 15.8)	-	(46.571)	-			(46.571)
(-) Obrigações especiais	-		-		(14)	(14)
	5.113.101	(46.571)	(293.949)	(4.799)	46.414	4.814.196
Em curso						
Custo	1.475.064	537.634	-	(269)	(35.341)	1.977.088
(-) Provisão para redução ao valor recuperável (NE n� 15.8)	-	(760.710)	-			(760.710)
	1.475.064	(223.076)	-	(269)	(35.341)	1.216.378
	6.588.165	(269.647)	(293.949)	(5.068)	11.073	6.030.574

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

Desde 12.09.2012, com a edição da MP 579, convertida na Lei 12.783/2013, as concessões de geração de energia hidrelétrica e termelétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 e 20 anos, respectivamente.

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

Com o vencimento das concessões da UHE Rio dos Patos, UHE GPS e UHE Mourão I, os investimentos passíveis de indenização, foram transferidos contabilmente para a conta "Contas a receber vinculadas à indenização da concessão", tendo em vista seu direito   indenização (NE n  9).

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

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

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

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

15.4 Taxas médias de depreciação

Taxas médias de depreciação (%)	31.12.2015	31.12.2014
Geração		
Equipamento geral	6,32	6,38
Máquinas e equipamentos	3,10	3,36
Geradores	3,07	3,37
Reservatórios, barragens e adutoras	2,13	2,13
Turbina hidráulica	2,59	3,32
Turbinas a gás e a vapor	2,30	2,30
Resfriamento e tratamento de água	3,67	4,39
Administração central		
Edificações	3,33	3,33
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,32	6,20
Veículos	14,29	14,29

Depreciação de ativos que integram o Projeto Original das Usinas de Mauá, Colíder e Cavernoso II

Os ativos do projeto original das usinas de Mauá, Colíder e Cavernoso II são considerados pelo Poder Concedente, sem total garantia de indenização do valor residual ao final do prazo da concessão destes empreendimentos. Esta interpretação está fundamentada na Lei das Concessões nº 8.987/1995 e no Decreto nº 2.003/1996 que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente.

Dessa forma, a partir da entrada em operação desses ativos, a depreciação é realizada com as taxas determinadas pela Aneel, limitadas ao prazo de concessão.

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

operação.

15.5 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o ano de 2015 totalizaram R\$ 6.801, à taxa média de 1,98% a.a.(R\$ 66.131, à taxa média de 9,33% a.a., em 2014).

15.6 UHE Colíder

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

O empreendimento está inserido no Programa de Aceleração do Crescimento - PAC, do Governo Federal, e será constituído por uma 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 análise da viabilidade de apoio financeiro e o contrato de financiamento, no montante total de R\$ 1.041.155 (NE nº 19). Os montantes liberados até 31.12.2015 totalizam R\$ 907.608.

Devido a eventos de caso fortuito ou de força maior e atos do poder público, o empreendimento sofreu impactos no seu cronograma, de modo que a geração comercial está prevista para o início de 2017. Em decorrência desses eventos, consta registrado para este empreendimento, um saldo de provisão para perda por redução ao valor recuperável do ativo, no montante de R\$ 642.551, em 31.12.2015, e de R\$ 678.529, em 31.12.2014, conforme descrito na NE nº 15.8.

A energia da UHE Colíder foi comercializada em leilão da Aneel, à tarifa final de R\$ 103,40/MWh, na data base de 1º.07.2010, atualizada pela variação do IPCA para R\$ 149,33, em 31.12.2015. Foram negociados 125 MW médios, com fornecimento a partir de janeiro de 2015, por 30 anos. A Copel Geração e Transmissão protocolou junto à Aneel um pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia vendida seja postergado. O pedido encontra-se em análise pela Aneel.

Enquanto o pedido de excludente de responsabilidade não é apreciado pela Aneel a Companhia vem cumprindo seus compromissos com sobras de energia descontratada em suas demais usinas e faturando ao preço do CCEAR. Contudo, em 12.02.2016, a CCEE recebeu decisão liminar proferida nos autos do Mandado de Segurança nº 1005856-20.2015.4.01.3400, impetrado pela Copel Geração e Transmissão, determinando que a Aneel se abstenha de impor, até a apreciação do pedido, quaisquer obrigações, penalidades e/ou restrições de direitos em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma de construção original. Os efeitos desta decisão são prospectivos à liquidação da CCEE de 08.03.2016 e suspende temporariamente o atendimento dos contratos de vendas, disponibilizando os 125 MW médios para serem liquidados ao PLD.

A garantia física do empreendimento, estabelecida no contrato de concessão, é de 179,6 MW médios, após a completa motorização.

Os gastos realizados neste empreendimento apresentavam, em 31.12.2015, o saldo de R\$ 1.875.978.

Os compromissos totais assumidos com fornecedores de equipamentos e serviços, referentes à UHE Colíder, montam em R\$ 142.317, em 31.12.2015.

15.7 Operações em conjunto - consórcios

A Copel Geração e Transmissão participa de empreendimentos por meio de consórcio, os quais não possuem personalidade jurídica independente conforme disposto nos artigos 278 e 279 da Lei nº 6.404/1976. Os ativos imobilizados e intangíveis dos consórcios são registrados e controlados diretamente pela Copel Geração e Transmissão na proporção de sua participação, juntamente com as demais ativos acima relacionados.

Empreendimento	Participação Copel GeT (%)	Taxa média anual de depreciação (%)	31.12.2015	31.12.2014
Em serviço				
UHE Mauá (Consórcio Energético Cruzeiro do Sul)	51,00		859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(88.165)	(58.704)
			771.752	801.213
Em curso				
UHE Baixo Iguaçu (NE nº 15.7.1)	30,00		275.654	221.933
Consórcio Tapajós (NE nº 15.7.2)	13,80		14.359	14.359
			290.013	236.292
			1.061.765	1.037.505

Os empreendimentos possuem participação de outros consorciados, conforme relacionados a seguir:

Empreendimento	Demais consorciados	Participação (%)
UHE Mauá	Eletrosul Centrais Elétricas S.A	49,0
UHE Baixo Iguaçu	Geração Céu Azul S.A (Neoenergia)	70,0
Consórcio Tapajós	Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás	13,8
	Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte	10,2
	Construções e Comércio Camargo Corrêa S.A	6,7
	Electricité de France S.A - EDF	9,3
	Cemig Geração e Transmissão S.A	13,8
	Endesa Brasil S.A	10,8
	GDF SUEZ Energy Latin America Participações Ltda.	10,8
	Neoenergia Investimentos S.A	10,8

15.7.1 Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu - Cebi

A Copel Geração e Transmissão participa com 30% no consórcio com objetivo de construir e explorar o empreendimento denominado Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu, com potência instalada mínima de 350,20 MW, 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.

O início da geração comercial da unidade 1, está previsto para 01.12.2018, e das unidades 2 e 3, para janeiro e fevereiro de 2019, respectivamente. O cronograma anterior sofreu alterações em função da suspensão da Licença de Instalação, conforme a decisão do Tribunal Regional Federal da 4ª Região (TRF-RS), ocorrida em 16.06.2014, e que paralisou as obras a partir de seu recebimento em 07.07.2014. 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 impediram a retomada imediata da obra. O Cebi encaminhou ao Instituto Ambiental do Paraná - IAP as informações necessárias para o atendimento de tais condicionantes e, em agosto de 2015, a licença foi emitida. Com a licença do IAP, o consórcio está tomando providências para que as obras sejam retomadas na sua plenitude o mais breve possível.

Em decorrência de ato do poder público, caso fortuito e de força maior, a Aneel, através do Despacho nº 130 de 19.01.2016, reconheceu, a favor do Cebi, exclusão de responsabilidade pelo atraso na implantação do empreendimento de um período correspondente a 626 dias, recomendando ao Ministério de Minas e Energia - MME a prorrogação do prazo da outorga e determinando à CCEE que promova a postergação do início do período de suprimento dos contratos de venda de energia pelo período do excludente de responsabilidade reconhecido.

Em 31.12.2015, os gastos realizados neste empreendimento apresentavam o saldo de R\$ 270.097.

15.7.2 Consórcio Tapajós

A Copel Geração e Transmissão assinou Acordo de Cooperação Técnica com outras oito empresas para desenvolver estudos nos rios Tapajós e Jamanxim, na Região Norte do Brasil, compreendendo estudos de viabilidade e ambientais de cinco aproveitamentos hidrelétricos, totalizando 10.682 MW de capacidade instalada, prevista no início dessa etapa de estudos.

Em 31.12.2015, os gastos realizados neste empreendimento apresentavam o saldo de R\$ 14.359.

15.8 Redução ao valor recuperável de ativos do segmento de geração - *Impairment*

As principais premissas que sustentam as conclusões dos testes de recuperação do imobilizado são as seguintes:

- menor nível de unidade geradora de caixa: concessões de geração, analisadas individualmente;
- valor recuperável: valor em uso, ou valor equivalente aos fluxos de caixa descontados (antes dos impostos), derivados do uso contínuo do ativo até o fim de sua vida útil; e
- apuração do valor em uso: baseada em fluxos de caixa futuros, em moeda constante, trazidos a valor presente por taxa de desconto real e antes dos impostos sobre a renda.

Os respectivos fluxos de caixa são estimados com base nos resultados operacionais realizados, no orçamento empresarial anual da Companhia, aprovado em reunião ordinária do CAD, com consequente orçamento plurianual, e tendências futuras do setor elétrico.

No que tange ao horizonte de análise, leva-se em consideração a data de vencimento de cada concessão.

Com relação ao crescimento de mercado, as projeções estão compatíveis com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira.

Os respectivos fluxos são descontados por taxa média que variam entre 7% e 8%, obtida por meio de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, referenciada pelo Órgão Regulador e aprovada pela Administração da Companhia.

A Administração entende ter direito contratual assegurado, no que diz respeito à indenização dos bens vinculados ao final das concessões de serviço público, admitindo, para fim de cálculo de recuperação e valorização dessa indenização por seu valor novo de reposição (VNR). Assim, a premissa de valorização do ativo residual ao final das concessões ficou estabelecida nos valores registrados contabilmente.

As fontes hidrelétricas de geração em 2014 e 2015 foram fortemente impactadas pela escassez prolongada de chuvas ocasionando redução da oferta líquida de energia da Companhia em decorrência do relevante percentual de déficit hídrico (GSF).

Os projetos de geração em construção da Companhia sofreram em 2014 impactos com a paralisação temporária das obras em decorrência de condicionantes e restrições legais ambientais a destacar a negociação da supressão vegetal da área do reservatório junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente, do Mato Grosso.

Nos exercícios de 2014 e 2015, a Companhia efetuou a revisão do valor recuperável de seus ativos devido principalmente ao período prolongado de escassez de chuva e as restrições legais ambientais.

A revisão resultou no reconhecimento no resultado do exercício de uma reversão de parte da perda por redução ao valor recuperável para os ativos do segmento de geração no valor de R\$ 66.029, do montante reconhecido em 2014, no valor de R\$ 807.281. Do saldo remanescente, o valor de R\$ 642.551 refere-se ao ativo da UHE Colíder, em construção, localizado no Estado do Mato Grosso, o valor de R\$ 76.849 refere-se aos ativos localizados no Estado do Paraná e R\$ 21.852 referem-se ao valor transferido para o Contas a Receber Vinculadas à Indenização da Concessão conforme NE n° 9.

A reversão e a perda por redução ao valor recuperável foram incluídas na rubrica de custos operacionais, provisões e reversões, na demonstração do resultado (NE n° 29.4).

16 Intangível

16.1 Mutação do intangível

Saldos	Contrato de concessão (a)		Outros (b)		Total
	em serviço	em curso	em serviço	em curso	
Em 1�.01.2014	15.152	17.209	11.669	4.471	48.501
Aquisi�es	-	-	-	3.051	3.051
Outorga Aneel - uso do bem público	-	8.669	-	-	8.669
Capitaliza�es para intangível em serviço	895	(895)	402	(402)	-
Quotas de amortiza�o - concessão e autoriza�o	(1.209)	-	(2.689)	-	(3.898)
Quotas de amortiza�o - créditos de Pis/Pasep e Cofins	-	-	(4)	-	(4)
Em 31.12.2014	14.838	24.983	9.378	7.120	56.319
Aquisi�es	-	-	-	5.058	5.058
Outorga Aneel - uso do bem público	-	334	-	-	334
Repactua�o GSF (NE n� 12.1)	22.534	-	-	-	22.534
Capitaliza�es para intangível em serviço	19.760	(19.760)	1.161	(1.161)	-
Quotas de amortiza�o - concessão e autoriza�o	(1.804)	-	(4.123)	-	(5.927)
Quotas de amortiza�o - créditos de Pis/Pasep e Cofins	-	-	-	-	-
Baixas	-	-	(88)	(60)	(148)
Em 31.12.2015	55.328	5.557	6.328	10.957	78.170

(a) Amortiza o durante o período de concessão/autoriza o a partir do início da opera o comercial do empreendimento.

(b) Taxa anual de amortiza o: 20%.

17 Obriga es Sociais e Trabalhistas

	31.12.2015	31.12.2014
Obriga�es Sociais		
Impostos e contribui�es sociais	9.879	6.447
Encargos sociais sobre férias e 13� salário	7.458	7.255
	17.337	13.702
Obriga�es trabalhistas		
Folha de pagamento, líquida	29	-
Férias	23.020	20.495
Participa�o nos lucros e/ou resultados	13.848	16.491
	36.897	36.986
	54.234	50.688

18 Fornecedores

	31.12.2015	31.12.2014
Energia elétrica (18.1)	197.920	177.896
Materiais e serviços	175.177	120.072
Encargos de uso da rede elétrica	27.864	28.621
	400.961	326.589
	Circulante	395.038
	Não circulante	5.923
		312.340
		14.249

18.1 Energia elétrica - CCEE

Durante o ano de 2015, a Copel Geração e Transmissão reconheceu no resultado o valor R\$ 161.192, conforme NE nº 29.1, referente compra de energia elétrica no âmbito da CCEE, aplicando, independentemente da ação judicial até então em curso, o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, também denominado GSF. A Administração baseou-se na avaliação jurídica de êxito possível do mérito da ação judicial com liminar determinando que a Aneel não procedesse o ajuste do GSF. Tal decisão foi corroborada com o pedido de desistência da referida ação judicial em 15.01.2016, em virtude da repactuação do risco hidrológico instituído pela Lei nº 13.203, de 08.12.2015 (NE nº 12.1).

Em 31.12.2015, o passivo com a CCEE aplicando-se o GSF é de R\$ 248.366, o qual deverá ser quitado durante o ano de 2016 e após o reprocessamento das faturas pela CCEE dos meses que estavam sob amparo da decisão liminar proferida em 1º.07.2015 pelo Juízo da Vigésima Vara Federal de Brasília, em ação proposta pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - Apine, na qual foi determinado que a Aneel, até o trânsito em julgado desta ação, devesse abster-se de proceder ao ajuste do MRE, caso haja geração total do MRE em montante inferior à garantia física, para o grupo de empresas associadas à Apine.

19 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Encargos financeiros a.a. (juros + comissão)	Valor do contrato			
						31.12.2015	31.12.2014	
Eletrobras								
(1) 1293/94	23.09.1994	180	30.06.2016	5,5% à 6,5% + 2,0%	307.713	16.980	50.237	
						16.980	50.237	
BNDES								
(2) 820989.1	17.03.2009	179	15.01.2028	1,63% acima da TJLP	169.500	138.347	149.196	
(3) 1120952.1-A	16.12.2011	168	15.04.2026	1,82% acima da TJLP	42.433	31.558	34.451	
(4) 1120952.1-B	16.12.2011	168	15.04.2026	1,42% acima da TJLP	2.290	1.702	1.859	
(5) 1220768.1	28.09.2012	192	15.07.2029	1,36% acima da TJLP	73.122	63.312	67.700	
(6) 13211061	04.12.2013	192	15.10.2031	1,49% acima da TJLP	1.041.155	902.592	850.782	
(7) 13210331	03.12.2013	168	15.08.2028	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	16.077	17.273	
(8) 15206041	15.12.2015	168	15.06.2030	2,42% acima da TJLP	34.265	23.942	-	
(9) 15205921	15.12.2015	168	15.12.2029	2,32% acima da TJLP	21.584	14.663	-	
						1.192.193	1.121.261	
(10) Notas Promissórias	29.12.2015	1	15.12.2017	117% do DI	500.000	496.694	-	
						496.694	-	
Banco do Brasil Repasse BNDES								
(11) 21/02000-0	16.04.2009	179	15.01.2028	2,13% acima da TJLP	169.500	138.347	149.198	
						138.347	149.198	
						1.844.214	1.320.696	
						Circulante	111.910	86.750
						Não circulante	1.732.304	1.233.946

Destinação:

- (1) Cobertura financeira de até 29,14% do total do projeto de Implantação da UHE Governador José Richa e do sistema de transmissão.
- (2) (11) Implementação da UHE Mauá e sistema de transmissão associado, em consórcio com a Eletrosul
- (3) Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.
- (4) Aquisição de máquinas e equipamentos nacionais para a implantação da linha de transmissão descrita acima.
- (5) Implantação da PCH Cavernoso II.
- (6) Implantação da UHE Colíder e sistema de transmissão associado.
- (7) Implantação da Subestação Cerquilha III em 230/138kV.
- (8) Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Palulista II.
- (9) Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2.
- (10) Pagamento de outorga - leilão nº 012/2015 - referente UHE GPS.

Garantias:

- (1) Receita própria, suportada por procuração outorgada por instrumento público, e na emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil em igual número das parcelas a vencer.
- (2) (5) (11) Totalidade da receita proveniente da venda e/ou comercialização de energia dos CCEARs relativos ao projeto, através de Contrato de Cessão de Vinculação de Receitas, Administração de Contas e Outras Avenças.
- (3) (4) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 027/2009-Aneel, do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão nº 09/2010-ONS e dos contratos de uso do Sistema de Transmissão, celebrados entre o ONS, as Concessionárias e as Usuárias do Sistema de Transmissão, inclusive a totalidade da receita proveniente da prestação dos serviços de transmissão.
- (6) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão nº 01/2011MME-UHE Colíder e cessão fiduciária em decorrência do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) celebrado entre Copel e Sadia S.A..
- (7) Cessão fiduciária dos direitos decorrentes do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 015/2010, celebrado entre Copel e União Federal.
- (8) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 002/2013-Aneel.
- (9) Cessão fiduciária de direitos creditórios decorrentes do Contrato de Concessão nº 022/2012-Aneel.
- (10) Aval da Companhia Paranaense de Energia.

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

	Variação da moeda estrangeira e indexadores acumulada no período (%)	31.12.2015		31.12.2014	
			%		%
TJLP	40,00	1.330.540	72,15	1.270.460	96,20
Finel	2,03	16.980	0,92	50.236	3,80
CDI	22,21	496.694	26,93	-	-
		1.844.214	100,00	1.320.696	100,00
	Circulante	111.910		86.750	
	Não circulante	1.732.304		1.233.946	

19.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2015	Total
2017	587.355
2018	91.515
2019	91.515
2020	91.515
2021	91.515
Após 2021	778.889
	1.732.304

19.3 Mutações de empréstimos e financiamentos

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2014	67.736	1.303.009	1.370.745
Ingressos	-	4.889	4.889
Encargos	88.517	35	88.552
Varição monetária e cambial	2	180	182
Transferências	74.167	(74.167)	-
Amortização - principal	(51.450)		(51.450)
Pagamento - encargos	(92.222)		(92.222)
Em 31.12.2014	86.750	1.233.946	1.320.696
Ingressos	450.000	607.108	1.057.108
Encargos	105.715	(5.473)	100.242
Varição monetária e cambial	631	4.203	4.834
Transferências	107.480	(107.480)	-
Amortização - principal	(511.580)		(511.580)
Pagamento - encargos	(127.086)		(127.086)
Em 31.12.2015	111.910	1.732.304	1.844.214

19.4 Cláusulas contratuais restritivas - *Covenants*

A Companhia contratou empréstimos com condições restritivas cujo descumprimento poderá implicar em vencimento antecipado das dívidas, com destaque para não alteração do seu controle efetivo direto ou indireto.

Em 31.12.2015, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

20 Debêntures

Emissão	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento		Encargos financeiros a.a. (juros)	Valor do contrato			
			inicial	final			31.12.2015	31.12.2014	
1ª	20.05.2015	3	20.05.2018	20.05.2020	113,0% do DI	1.000.000	1.090.755	-	
							1.090.755	-	
							Circulante	95.580	-
							Não circulante	995.175	-

Características:

O valor unitário das debêntures não é atualizado monetariamente.

Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Foram emitidos títulos com valor unitário de R\$ 10.

Encargos financeiros:

juros a serem pagos anualmente em maio.

Destinação:

Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.

Garantias:

Fidejussória.

Interveniente garantidora:

Copel.

Agente fiduciário:

Pentágono S.A. DTVM.

20.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

	31.12.2015
2017	-
2018	331.725
2019	331.725
2020	331.725
	995.175

20.2 Mutação das debêntures

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31.12.2014	-	-	-
Ingressos	-	1.000.000	1.000.000
Encargos	101.569	(4.825)	96.744
Pagamento - encargos	(5.989)	-	(5.989)
Em 31.12.2015	95.580	995.175	1.090.755

20.3 Cláusulas contratuais restritivas (*Covenants*)

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

Em 31.12.2015, todas as condições acordadas foram integralmente atendidas.

21 Benefícios Pós-Emprego

A Companhia patrocina planos de complementação de aposentadoria e pensão (Plano Unificado e Plano III) e de assistência médica e odontológica (Plano Assistencial), para seus empregados ativos e pós-emprego e seus dependentes legais.

21.1 Plano de benefício previdenciário

O plano previdenciário unificado é um plano de Benefício Definido - BD em que a renda é pré-determinada em função do nível salarial de cada indivíduo, e o plano previdenciário III é um plano de Contribuição Variável - CV.

As parcelas de custos assumidas pelas patrocinadoras desses planos são registradas de acordo com avaliação atuarial preparada anualmente por atuários independentes, de acordo com o CPC 33 (R1) a partir de 1º.01.2013, que trata de benefícios a empregados, correlacionada à norma contábil internacional IAS 19 e IFRIC 14. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração da patrocinadora.

21.2 Plano de benefício assistencial

A Companhia aloca recursos para a cobertura das despesas de saúde dos empregados e de seus dependentes, dentro de regras, limites e condições estabelecidos em regulamentos específicos. A cobertura inclui exames médicos periódicos e é estendida a todos os aposentados e pensionistas vitaliciamente.

21.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	31.12.2015	31.12.2014
Plano previdenciário	164	158
Plano assistencial	163.708	228.192
	163.872	228.350
Circulante	11.041	9.538
Não circulante	152.831	218.812

Os valores reconhecidos no demonstrativo de resultado estão resumidos a seguir:

	31.12.2015	31.12.2014
Plano previdenciário (CV)	14.808	15.736
Plano previdenciário (CV) - administradores	1.264	168
Plano assistencial - pós-emprego	33.228	30.153
Plano assistencial - funcionários ativos	11.307	8.988
Plano assistencial - administradores	9	13
(-) Transferências para imobilizado e intangível em curso	(3.385)	(2.754)
	57.231	52.304

21.4 Mutações dos benefícios pós-emprego

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2014	7.886	292.968	300.854
Apropriação do cálculo atuarial	-	30.152	30.152
Contribuições previdenciárias e assistenciais	24.906	-	24.906
Ajuste referente a ganhos atuariais	-	(94.674)	(94.674)
Transferências	9.634	(9.634)	-
Amortizações	(32.888)	-	(32.888)
Em 31.12.2014	9.538	218.812	228.350
Apropriação do cálculo atuarial	-	33.195	33.195
Contribuições previdenciárias e assistenciais	31.651	-	31.651
Ajuste referente a ganhos atuariais	-	(88.197)	(88.197)
Transferências	10.979	(10.979)	-
Amortizações	(41.127)	-	(41.127)
Em 31.12.2015	11.041	152.831	163.872

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

21.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2015 e 2014, estão demonstradas a seguir:

	2015		2014	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	6,80%	-	6,40%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos de benefícios previdenciários	7,31%	14,61%	6,10%	12,89%
Planos de benefício assistencial	7,28%	14,58%	6,15%	12,94%
Crescimento salarial a.a.	2,00%	8,94%	2,00%	8,53%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		A. VINDAS		A. VINDAS

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

	Plano BD	Plano CV
Em 31.12.2015		
Participantes aposentados	15,62	25,68
Participantes pensionistas	16,64	28,65
Em 31.12.2014		
Participantes aposentados	16,75	24,67
Participantes pensionistas	17,17	32,62

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia é de 64,9 anos.

21.5.3 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do plano previdenciário para 31.12.2015 totalizaram um

superávit do plano de R\$ 96.418, enquanto que, em 31.12.2014, a posição era de R\$ 76.475, resumidas abaixo:

	Plano Previdenciário	Plano Assistencial	31.12.2015	31.12.2014
Obrigações total ou parcialmente cobertas	1.621.404	208.876	1.830.280	2.095.430
Valor justo dos ativos do plano	(1.717.822)	(45.168)	(1.762.990)	(1.943.713)
Estado de cobertura do plano	(96.418)	163.708	67.290	151.717
Ativo não reconhecido	96.418	-	96.418	76.475
	-	163.708	163.708	228.192

A Companhia procedeu ajustes no seus passivos assistenciais através de relatório atuarial, data base 31.12.2015, quando efetuou os registros, em outros resultados abrangentes, do valor total de R\$ 88.197, correspondente a uma redução apurada naquela data base.

21.5.4 Movimentação do passivo atuarial

	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2014	1.734.645	338.498
Custo de serviço	64	1.713
Custo dos juros	178.310	34.026
Benefícios pagos	(121.724)	(24.022)
(Ganhos) / perdas atuariais	37.679	(83.759)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2014	1.828.974	266.456
Custo de serviço	46	6.122
Custo dos juros	235.683	31.982
Benefícios pagos	(122.153)	(24.748)
(Ganhos) / perdas atuariais	(321.146)	(70.936)
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2015	1.621.404	208.876

21.5.5 Movimentação do ativo atuarial

	Plano previdenciário	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2014	1.893.991	37.644
Retorno esperado dos ativos	230.755	4.761
Contribuições e aportes	11.410	-
Benefícios pagos	(121.724)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(108.983)	(4.142)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2014	1.905.449	38.263
Retorno esperado dos ativos	234.203	4.910
Contribuições e aportes	11.855	-
Benefícios pagos	(122.153)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(311.532)	1.995
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2015	1.717.822	45.168

21.5.6 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2016 para cada plano estão demonstrados a seguir:

	Plano previdenciário	Plano assistencial	2016
Custo do serviço corrente	48	8.463	8.511
Custo estimado dos juros	239.192	29.821	269.013
Rendimento esperado do ativo do plano	(242.206)	(6.073)	(248.279)
Contribuições estimadas dos empregados	(23)	-	(23)
Custos (receitas)	(2.989)	32.211	29.222

21.5.7 Análise de sensibilidade

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

	Cenários projetados		
	Atual	Aumento 1%	Redução 1%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo			
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	7,31%	-6,86%	7,86%
Impactos em milhares de reais - R\$		(111.202)	127.515
Impactos nas obrigações do programa de saúde			
Impactos em milhares de reais - R\$	7,28%	-18,83%	25,07%
		(39.337)	52.375
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos			
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1,00%	5,69%	-5,40%
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte - em milhares de reais - R\$		17.405	(21.612)
Sensibilidade ao custo do serviço			
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	1,00%	-0,18%	0,24%
Impactos em milhares de reais - R\$		(2.932)	3.924
Impactos nas obrigações do programa de saúde	1,00%	-4,97%	3,76%
Impactos em milhares de reais - R\$		(10.392)	7.848

21.5.8 Benefícios a pagar

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

	Plano previdenciário	Outros benefícios	Total
2016	152.308	16.511	168.819
2017	147.475	15.965	163.440
2018	139.945	15.480	155.425
2019	133.279	15.119	148.398
2020	126.513	14.890	141.403
2021 a 2055	1.278.672	243.119	1.521.791

21.5.9 Alocação de ativos e estratégia de investimentos

A alocação de ativos para os planos previdenciário e assistencial da Companhia no final de 2015 e a alocação-meta para 2016, por categoria de ativos, são as seguintes:

	Meta para 2016	2015
Renda fixa	87,6%	88,6%
Renda variável	4,2%	3,7%
Empréstimos	1,6%	1,6%
Imóveis	1,9%	1,9%
Investimentos estruturados	4,7%	4,2%
	100,0%	100,0%

Abaixo são apresentados os limites estipulados pela administração do Fundo:

	Plano Unificado (BD)		Plano III (CV)	
	meta (%) ^(*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	91,7%	87,0%	80,0%	60,0%
Renda variável	1,8%	1,0%	8,5%	7,0%
Empréstimos	1,0%	0,0%	3,0%	1,0%
Imóveis	2,5%	1,0%	1,0%	0,0%
Investimentos estruturados	3,0%	0,0%	7,5%	0,0%

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

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

21.5.10 Informações adicionais

A Companhia também patrocina um plano de contribuição variável para todos os empregados.

As contribuições nos exercícios encerrados em 31.12.2015 e 31.12.2014 foram de R\$ 68.939 e R\$ 66.914, respectivamente.

22 Encargos do Consumidor a Recolher

	31.12.2015	31.12.2014
Reserva global de reversão - RGR	16.036	6.791
	16.036	6.791

23 Pesquisa e Desenvolvimento

23.1 Saldos constituídos para aplicação em P&D

	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2015	Saldo em 31.12.2014
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT (a)	-	1.304	-	1.304	1.616
MME	-	652	-	652	808
P&D	24.021	-	74.009	98.030	86.938
	24.021	1.956	74.009	99.986	89.362
			Circulante	49.321	40.210
			Não circulante	50.665	49.152

(a) Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico

23.2 Mutação dos saldos de P&D

	FNDCT	MME	P&D		Total
	Circulante	Circulante	Circulante	Não circulante	
Em 1º.01.2014	1.682	841	14.761	55.599	72.883
Constituições	10.853	5.427	-	10.852	27.132
Juros Selic	-	-	-	6.779	6.779
Transferências	-	-	24.078	(24.078)	-
Recolhimentos	(10.919)	(5.460)	-	-	(16.379)
Conclusões	-	-	(1.053)	-	(1.053)
Em 31.12.2014	1.616	808	37.786	49.152	89.362
Constituições	9.622	4.811	-	9.623	24.056
Juros Selic	-	-	-	8.942	8.942
Transferências	-	-	17.052	(17.052)	-
Recolhimentos	(9.934)	(4.967)	-	-	(14.901)
Conclusões	-	-	(7.473)	-	(7.473)
Em 31.12.2015	1.304	652	47.365	50.665	99.986

24 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Referem-se aos encargos de outorga de concessão onerosa pelo direito de uso do bem público - UBP.

	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2015	31.12.2014	
(1) UHE Mauá	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	15.437	14.200	
(2) UHE Colider	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	21.493	19.621	
(3) UHE Baixo Iguaçu	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	5.557	5.363	
(4) PCH Cavernoso	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	97	117	
(5) PCH Apucarantina	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	676	819	
(6) PCH Chopim I	11.07.2013	11.07.2013	07.2015	7,74% a.a.	IPCA	-	33	
(7) PCH Chaminé	11.07.2013	11.07.2013	07.2018	7,74% a.a.	IPCA	1.170	1.417	
(8) PCH Derivação Rio Jordão	11.07.2013	24.02.2014	02.2019	7,74% a.a.	IPCA	702	806	
						45.132	42.376	
						Circulante	3.839	3.508
						Não circulante	41.293	38.868

Taxa de desconto no cálculo do valor presente:

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

Pagamento à União:

- (1) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 643 (51% de R\$ 1.262), conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/07.
- (2) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto de R\$ 1.256, a partir da entrada em operação comercial da UHE, conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 001/11.
- (3) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto, a partir da entrada em operação comercial da UHE, conforme cláusula 6ª do Contrato de Concessão nº 002/12.
- (4) (5) (6) (7) (8) Parcelas mensais equivalentes a 1/12 do pagamento anual proposto, conforme cláusula 5ª do Contrato de Concessão nº 007/2013, pelo prazo de 5 anos.

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

	Valor nominal	Valor presente
2016	3.984	3.839
2017	4.029	3.622
2018	4.177	3.511
2019	3.486	2.741
Após 2019	86.763	31.419
102.439		45.132

24.2 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

	Circulante	Não circulante	Total
Em 1º.01.2014	1.795	31.746	33.541
Adição	215	8.454	8.669
Transferências	3.382	(3.382)	-
Pagamentos	(1.884)	-	(1.884)
Variação monetária	-	2.050	2.050
Em 31.12.2014	3.508	38.868	42.376
Adição	-	334	334
Transferências	3.871	(3.871)	-
Pagamentos	(3.540)	-	(3.540)
Ajuste a valor presente	-	(1.742)	(1.742)
Variação monetária	-	7.704	7.704
Em 31.12.2015	3.839	41.293	45.132

25 Outras Contas a Pagar

	31.12.2015	31.12.2014
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	29.570	21.196
Cauções em garantia	2.803	3.019
Outras obrigações	18.451	2.021
	50.824	26.236
	Circulante	34.960
	Não circulante	15.864
		26.174
		62

26 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia responde por diversos processos judiciais e administrativos. Com base na avaliação de seus assessores legais, as ações cujas perdas são consideradas prováveis, foram constituídas provisões, e para as ações cujas perdas são consideradas como possíveis não há provisão constituída.

A Administração da Companhia acredita ser impraticável fornecer informações a respeito do momento de eventuais saídas de caixa relacionadas às ações pelas quais a Companhia responde na data da elaboração das demonstrações financeiras, tendo em vista a imprevisibilidade e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório brasileiro. Por este motivo, esta informação não é fornecida.

26.1 Provisões para litígios

26.1.1 Mutação das provisões das ações consideradas como de perda provável

	Saldo em 1º.01.2015	Adições	Reversões	Custo de construção	Adições no imobilizado em curso	Quitações	Saldo em 31.12.2015
Fiscais (a)	6.406	43.153	(274)	-	-	-	49.285
Trabalhistas (b)	94.832	28.817	(1.545)	-	-	(8.676)	113.428
Benefícios a empregados (c)	32.718	6.882	(6.943)	-	-	(5.488)	27.169
Cíveis							
Cíveis e direito administrativo (d)	134.117	24.034	(2.368)	-	-	(25)	155.758
Servidões de passagem (e)	20.289	36.390	(36.816)	36.816	-	-	56.679
Desapropriações e patrimoniais (f)	394.293	45.586	(262.476)	6.460	9.605	(803)	192.665
	548.699	106.010	(301.660)	43.276	9.605	(828)	405.102
Ambientais (g)	337	79	-	-	-	-	416
Regulatórias (h)	20.883	1.986	(893)	-	-	(1.187)	20.789
	703.875	186.927	(311.315)	43.276	9.605	(16.179)	616.189

	Saldo em 1º.01.2014	Adições	Reversões	Custo de construção	Adições no imobilizado em curso	Quitações	Saldo em 31.12.2014
Fiscais (a)	6.698	588	(880)	-	-	-	6.406
Trabalhistas (b)	39.013	58.927	(283)	-	-	(2.825)	94.832
Benefícios a empregados (c)	20.284	20.196	-	-	-	(7.762)	32.718
Cíveis							
Cíveis e direito administrativo (d)	117.120	16.962	-	-	-	35	134.117
Servidões de passagem (e)	6.815	13.560	-	-	-	(86)	20.289
Desapropriações e patrimoniais (f)	346.617	37.924	-	(1.850)	11.887	(285)	394.293
	470.552	68.446	-	(1.850)	11.887	(336)	548.699
Ambientais (g)	89	248	-	-	-	-	337
Regulatórias (h)	18.095	2.788	-	-	-	-	20.883
	554.731	151.193	(1.163)	(1.850)	11.887	(10.923)	703.875

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

a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento. A principal ação está descrita a seguir:

Réu: Receita Federal do Brasil

Valor estimado: R\$ 37.670

A Companhia requereu parcelamento do saldo a pagar do ajuste anual do IRPJ e da CSLL, referente ao período de apuração de 2014. A Receita Federal do Brasil consolidou o valor com aplicação de multa no patamar máximo. Foi ajuizado Mandado de Segurança com objetivo de obstar o ato da Receita Federal que, no entendimento da administração, não observou o limite previsto na legislação.

Situação atual: autos nº 5037809-14.2015.4.04.7000, em sentença proferida pelo Juiz Federal da 2ª Vara Federal julgou improcedente a ação. Dessa decisão, a Companhia interpôs Apelação ao TRF.

b) Trabalhistas

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

c) Benefícios a empregados

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

d) Cíveis e direito administrativo

Ações que envolvem procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual. A principal ação está descrita a seguir:

Autor: Tradener Ltda.

Valor estimado: R\$ 90.803

Ações populares e civis públicas ajuizadas nas quais se aponta ilegalidades e nulidades relativas à celebração do contrato de comercialização de energia elétrica firmado entre a Tradener e a Companhia. A ação popular nº 588/2006 já transitou em julgado e a decisão reconheceu como válida as comissões devidas pela Companhia à Tradener. Na ação civil pública nº 0000219-78.2003.8.16.0004, ajuizada pelo Ministério Público, também há decisão no sentido da ausência de irregularidades no contrato de comercialização de energia. Diante disso, a Tradener ajuizou ações de cobrança, visando o recebimento de suas comissões.

Situação atual: - autos nº 0005550-26.2012.8.16.0004 - em sentença proferida em 29.09.2014, a Companhia foi condenada ao pagamento das comissões devidas à Tradener, no valor de R\$ 17.765, em 30.09.2012, que, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, contados da data da citação (25.10.2012), bem como em honorários advocatícios fixados em 9% sobre o valor da condenação e em custas processuais, totaliza R\$ 790, em 31.12.2015. Dessa decisão, a Companhia interpôs recurso de apelação, o qual teve decisão desfavorável. A Companhia interpôs Recurso Especial. Do recurso Especial da Companhia, a Tradener interpôs Recurso Adesivo Especial. Nenhum dos recursos foi julgado ainda.

- autos nº 0005990.22.2012.8.16.0004 - em sentença proferida em 27.01.2014 a Companhia foi condenada ao pagamento do valor de R\$ 90.014, que é o valor atualizado pelo INPC/IBGE a partir do vencimento das comissões devidas à Tradener no contrato de comercialização firmado com a Celesc, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, contados da citação (31.10.2012), bem como em honorários advocatícios no valor de R\$ 55, que deve ser corrigido a partir da prolação da sentença, pelo INPC/IBGE, a partir de 27.01.2014. Dessa decisão, a Companhia interpôs apelação, que ainda não foi julgada.

e) Servidões de passagem

As ações judiciais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Companhia para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas, entre outras.).

Ocorrem, também na intervenção do usucapião de terceiros, seja na qualidade de confrontante ou mesmo quando se trate de imóvel onde há áreas de servidão de passagem, a fim de preservar os limites e confrontações das faixas de servidões.

f) Desapropriações e patrimoniais

As ações judiciais de desapropriação e patrimoniais ocorrem quando há divergência entre o valor avaliado pela Companhia para pagamento e o pleiteado pelo proprietário e/ou quando a documentação do proprietário não apresenta condições de registro (inventários em andamento, propriedades sem matrículas, etc.).

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

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

Valor estimado: R\$ 139.132

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Companhia, reconhecido na ação declaratória.

Situação atual: em 18.12.2015, ocorreu a publicação do inteiro teor do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão perante o Superior Tribunal de Justiça, no qual se discute a diferença de valores decorrente da atualização do crédito da autora com cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período que antecedeu ao laudo pericial. O julgamento prescreve o retorno do processo ao Tribunal de Justiça do Paraná - TJ-PR para que este profira novo julgamento sobre os embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão, suprimindo a omissão do julgamento anterior. Em decorrência deste novo fato, apesar do recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, pendente de julgamento no STJ, o conteúdo dos votos dos Ministros do STJ sinalizam entendimento favorável à Copel Geração e Transmissão, motivo pelo qual, em 31.12.2015, foi efetuada a revisão das perdas estimadas desta ação, revertendo parcialmente a provisão de 31.12.2014, no valor de R\$ 209.948. Desse modo, considera-se como perda provável somente o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR, sendo este a média do IGP-DI/INPC, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, mais honorários advocatícios de sucumbência.

Já há execução provisória em andamento, está suspensa por medida cautelar da Copel Geração e Transmissão apresentada e acolhida no Tribunal de Justiça do Paraná em dezembro de 2014.

g) Ambientais

Ações civis públicas e ações populares que têm como finalidade obstaculizar o andamento de licenciamento ambiental de novos projetos ou a recuperação de áreas de preservação permanente no entorno dos reservatórios das usinas hidrelétricas utilizadas indevidamente por particulares. Em caso de eventual condenação, estima-se somente o custo da elaboração de novos estudos ambientais e o custo de recuperação das áreas de propriedade da Copel Geração e Transmissão.

h) Regulatórias

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

Autores: Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE **Valor estimado:** R\$ 20.463
 e Dona Francisca Energética S.A.

A Companhia está discutindo nas esferas administrativa e judicial notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias, dentre eles ações judiciais envolvendo as empresas citadas, contra o Despacho Aneel nº 288/2002.

Situação atual: aguardando julgamento.

26.2 Passivo contingente

26.2.1 Classificação das ações consideradas como de perda possível.

	31.12.2015	31.12.2014
Fiscais (a)	37.065	29.110
Trabalhistas (b)	84.929	82.039
Benefícios a empregados (c)	14.805	20.918
Cíveis (d)	889.650	487.943
Regulatórias (e)	2.735	607
	1.029.184	620.617

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

a) Fiscais

Ações relativas a impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais, em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.

b) Trabalhistas

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

c) Benefícios a empregados

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

d) Cíveis

Ações que envolve procedimento irregular, contratos administrativos e multa contratual. As principais ações estão descritas a seguir:

Autor: Mineradora Tibagiana Ltda.

Valor estimado: R\$ 124.123

Ação para indenização sobre supostos prejuízos nas atividades da mineradora pelas obras de construção da Usina Mauá, pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, do qual a Copel Geração e Transmissão participa com o percentual de 51%.

Situação atual: aguardando julgamento.

Autor: Ivaí Engenharia de Obras S.A.

Valor estimado: R\$ 615.355

Ação de cobrança proposta pela autora com o objetivo de cobrar os valores decorrentes do reequilíbrio econômico-financeiro do contrato firmado com a Copel Geração e Transmissão, reconhecido na ação declaratória. O valor principal deste débito está classificado como perda provável.

Situação atual: em 18.12.2015, ocorreu a publicação do inteiro teor do acórdão de julgamento do 2º recurso de embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão perante o Superior Tribunal de Justiça, no qual se discute a diferença de valores decorrente da atualização do crédito da autora com cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período que antecedeu ao laudo pericial. O julgamento prescreve o retorno do processo ao Tribunal de Justiça do Paraná - TJ-PR para que este profira novo julgamento sobre os embargos de declaração da Copel Geração e Transmissão, suprimindo a omissão do julgamento anterior. Em decorrência deste novo fato, apesar do recurso de embargos de declaração apresentado em 05.02.2016, pela Ivaí, pendente de julgamento no STJ, o conteúdo dos votos dos Ministros do STJ sinalizam entendimento favorável à Companhia, motivo pelo qual, em 31.12.2015, foi efetuada a revisão das perdas estimadas desta ação, revertendo parcialmente a provisão anteriormente contabilizada. Desse modo, considera-se como perda provável o valor do direito de crédito da autora corrigido pelo índice oficial do TJ-PR, sendo este a média do IGP-DI/INPC, buscado pela Copel Geração e Transmissão perante o Judiciário, acrescido de juros de mora de 1% ao mês, mais honorários advocatícios de sucumbência, embora ainda seja considerado como perda possível a reforma do acórdão do STJ, com a manutenção do acórdão anterior do TJ-PR, ou seja, permanecendo o valor do débito corrigido pela cumulação da taxa Selic com outros índices de juros no período que antecedeu o laudo pericial.

e) Regulatórias

A Companhia está discutindo nas esferas administrativas e judicial notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias.

27 Patrimônio Líquido

27.1 Capital social

O capital social integralizado, em 31.12.2015 monta a R\$ 4.334.865 (R\$ 3.505.994, em 31.12.2014), composto por 4.328.677.620 ações, todas ordinárias, pertencentes à Copel. Em 12.11.2015 a Copel aumentou o capital na Companhia mediante transferência de participação societária das empresas destacadas na NE nº 1.1.1.

27.2 Ajustes de avaliação patrimonial

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

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

Mutação de ajustes de avaliação patrimonial

Em 1º.01.2014	1.139.584
Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda:	
Aplicações financeiras (a)	1.201
Tributos sobre os ajustes	(408)
Ajustes referentes a passivos atuariais:	
Benefícios pós-emprego	94.674
Tributos sobre os ajustes	(32.189)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial:	
Custo atribuído do imobilizado	(149.295)
Tributos sobre a realização dos ajustes	50.760
Em 31.12.2014	1.104.327
Ajustes referentes a ativos financeiros disponíveis para venda:	
Aplicações financeiras	503
Tributos sobre os ajustes	(172)
Ajustes referentes a passivos atuariais:	
Benefícios pós-emprego	88.197
Tributos sobre os ajustes	(29.987)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial:	
Custo atribuído do imobilizado	(137.031)
Tributos sobre a realização dos ajustes	46.590
Em 31.12.2015	1.072.427

27.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

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

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

27.3.1 Proposta de distribuição de dividendos

	31.12.2015	31.12.2014
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%) - (1)		
Lucro líquido do exercício	1.027.413	682.386
Reserva legal (5%)	(51.371)	(34.119)
Base de cálculo para dividendos mínimos obrigatórios	976.042	648.267
	292.813	194.480
Distribuição total proposta - (2) (3+5)	488.021	648.267
Juros sobre capital próprio, brutos - (3)	284.387	263.986
IRRF s/ os juros sobre capital próprio	(42.658)	(39.598)
Juros sobre capital próprio, líquidos - (4)	241.729	224.388
Dividendos propostos - (5)	203.634	384.281
Distribuição total proposta, líquida - (6) (4+5)	445.363	608.669
Dividendo adicional proposto (7) (6-1)	152.550	414.189
Pagamento antecipado referendado pelo CAD - (8)	-	390.125
Pagamento antecipado superior ao mínimo obrigatório - (9) (8-1)	-	195.645
Dividendo adicional proposto ajustado (10) (7-9)	152.550	218.544

28 Receita Operacional Líquida

	Receita bruta (28.2)	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (28.1)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2015
Fornecimento de energia elétrica	753.947	(66.149)	(97.643)	(24.777)	-	565.378
Suprimento de energia elétrica	2.013.466	(162.379)	-	(55.177)	-	1.795.910
Disponibilidade da rede elétrica	296.974	(21.566)	-	(23.093)	-	252.315
Receita de construção	232.567	-	-	-	-	232.567
Outras receitas operacionais	51.754	(4.765)	-	-	(2.412)	44.577
	3.348.708	(254.859)	(97.643)	(103.047)	(2.412)	2.890.747

	Receita bruta (28.2)	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos do consumidor (28.1)	ISSQN	Receita líquida 31.12.2014
Fornecimento de energia elétrica	715.247	(62.486)	(125.390)	(14.132)	-	513.239
Suprimento de energia elétrica	2.225.246	(182.433)	-	(56.596)	-	1.986.217
Disponibilidade da rede elétrica	224.709	(17.173)	-	(9.973)	-	197.563
Receita de construção	206.150	-	-	-	-	206.150
Outras receitas operacionais	52.059	(4.240)	-	-	(2.311)	45.508
	3.423.411	(266.332)	(125.390)	(80.701)	(2.311)	2.948.677

28.1 Encargos do consumidor

	31.12.2015	31.12.2014
Quota para reserva global de reversão - RGR	62.554	50.331
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D	24.056	27.132
Conta de desenvolvimento energético - CDE	16.437	3.238
	103.047	80.701

28.2 Detalhamento da receita bruta

	Receita bruta	
	31.12.2015	31.12.2014
Fornecimento de energia elétrica	753.947	715.247
Suprimento de energia elétrica		
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	391.373	420.293
Contratos bilaterais	965.170	1.034.573
Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado - CCEAR (leilão)	636.405	770.112
Regime de cotas	20.518	268
	2.013.466	2.225.246
Disponibilidade da rede elétrica	296.974	224.709
Receita de Construção	232.567	206.150
Outras receitas operacionais		
Arrendamentos e aluguéis	818	1.345
Renda da prestação de serviços	50.778	50.425
Outras receitas	158	289
	51.754	52.059
	3.348.708	3.423.411

29 Custos e Despesas Operacionais

	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), líquidas	31.12.2015
Energia elétrica comprada para revenda (29.1)	(195.003)	-	-	-	(195.003)
Encargos de uso da rede elétrica	(253.225)	-	-	-	(253.225)
Pessoal e administradores (29.2)	(196.311)	-	(52.951)	-	(249.262)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 21)	(44.532)	-	(12.699)	-	(57.231)
Material	(13.043)	-	(2.128)	-	(15.171)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(26.522)	-	-	-	(26.522)
Serviços de terceiros (29.3)	(74.297)	-	(29.706)	-	(104.003)
Depreciação e amortização	(270.543)	-	(8.343)	(1.032)	(279.918)
Provisões e reversões (29.4)	66.029	(121.180)	-	122.866	67.715
Custo de construção (29.5)	(287.247)	-	-	-	(287.247)
Outros custos e despesas operacionais (29.6)	(135.160)	56	(31.876)	(36.780)	(203.760)
	(1.429.854)	(121.124)	(137.703)	85.054	(1.603.627)

	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas), líquidas	Reapresentado 31.12.2014
Energia elétrica comprada para revenda (29.1)	(417.334)	-	-	-	(417.334)
Encargos de uso da rede elétrica	(223.274)	-	-	-	(223.274)
Pessoal e administradores (29.2)	(185.560)	-	(41.970)	-	(227.530)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 21)	(42.219)	-	(10.085)	-	(52.304)
Material	(14.133)	-	(2.188)	-	(16.321)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(23.090)	-	-	-	(23.090)
Serviços de terceiros (29.3)	(87.528)	-	(22.562)	-	(110.090)
Depreciação e amortização	(288.455)	-	(7.672)	-	(296.127)
Provisões e reversões (29.4)	(807.281)	(15.186)	-	(156.423)	(978.890)
Custo de construção (29.5)	(213.042)	-	-	-	(213.042)
Outros custos e despesas operacionais (29.6)	(128.422)	2	(23.762)	(18.524)	(170.706)
	(2.430.338)	(15.184)	(108.239)	(174.947)	(2.728.708)

29.1 Energia elétrica comprada para revenda

	31.12.2015	31.12.2014
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE (29.1.1)	161.192	342.767
Contratos bilaterais	30.557	75.022
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	5.916	6.136
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(2.662)	(6.591)
	195.003	417.334

29.1.1 Recuperação do Custo de Compra de Energia pela Repactuação do GSF

Do montante de compra de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi recuperado pela Copel Geração e Transmissão o valor de R\$ 95.251 pela repactuação do risco hidrológico das UHEs Mauá e Foz do Areia, conforme descrito na NE nº 12.1.

29.2 Pessoal e administradores

	31.12.2015	31.12.2014
Pessoal		
Remunerações	163.118	145.752
Encargos sociais	52.082	45.620
Auxílio alimentação e educação	17.658	15.652
Participação nos lucros e/ou resultados (a)	13.848	16.289
Provisão para indenização por demissões voluntárias e aposentadorias	666	2.460
	247.372	225.773
Administradores		
Honorários	1.462	1.362
Encargos sociais	409	369
Outros gastos	19	26
	1.890	1.757
	249.262	227.530

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

29.3 Serviços de terceiros

	31.12.2015	31.12.2014
Manutenção de instalações	33.192	45.467
Manutenção do sistema elétrico	19.335	20.180
Comunicação, processamento e transmissão de dados	16.017	10.416
Outros serviços	35.459	34.027
	104.003	110.090

29.4 Provisões e reversões

	31.12.2015	31.12.2014
PCLD (Clientes e Outros créditos)	121.181	2.182
Provisão (reversão) para litígios (NE nº 26.1)	(124.388)	150.030
Provisão para perdas de créditos tributários	1.521	6.394
Provisão (reversão) para redução ao valor recuperável de ativos (NE nº 15.8)	(66.029)	807.281
Provisão para perdas em consórcios	-	13.003
	(67.715)	978.890

29.5 Custo de construção

	31.12.2015	31.12.2014
Material	133.206	141.635
Serviços de terceiros	103.021	52.617
Pessoal	16.777	15.966
Outros	34.243	2.824
	287.247	213.042

29.6 Outros custos e despesas operacionais

	31.12.2015	31.12.2014
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	146.179	132.839
Perdas na desativação e alienação de bens	17.317	226
Indenizações	16.928	8.899
Arrendamentos e aluguéis (29.6.1)	9.629	8.145
Tributos	8.369	9.042
Propaganda e publicidade	2.089	1.923
Outros custos e despesas, líquidos	3.249	9.632
	203.760	170.706

29.6.1 Arrendamentos e aluguéis

	31.12.2015	31.12.2014
Imóveis	8.526	8.483
Outros	1.767	337
(-) Créditos de PIS e Cofins	(664)	(675)
	9.629	8.145

30 Resultado Financeiro

	31.12.2015	31.12.2014
Receitas financeiras		
Remuneração sobre contas a receber vinculadas à indenização da concessão (NE nº 9.1)	20.363	50.272
Renda de aplicações financeiras mantidas para negociação	34.949	90.720
Renda de aplicações financeiras disponíveis para venda	15.843	21.287
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	2.122	
Acréscimos moratórios sobre faturas de energia	1.035	1.127
Outras receitas financeiras	1.556	1.862
	75.868	165.268
(-) Despesas financeiras		
Encargos de dívidas (NE nº 30.1)	194.860	22.422
Juros sobre P&D (NE nº 23.2)	8.942	6.779
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão	8.084	2.049
Outras variações monetárias e cambiais	4.135	3.903
Outras despesas financeiras	38.225	116
	254.246	35.269
Líquido	(178.378)	129.999

30.1 Encargos de dívidas

Em 2015 a Companhia deixou de capitalizar na obra em construção da UHE Colider o valor de R\$ 132.430 em decorrência da existência de Provisão para Perdas por Redução ao Valor Recuperável.

31 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pela diretoria executiva da Companhia, principal tomadora de decisão estratégica, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

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

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pela diretoria, considerando o ambiente regulatório, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio exige diferentes tecnologias e estratégias.

Nos exercícios de 2015 e de 2014, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro.

31.2 Segmentos reportáveis da Companhia

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

ATIVO - GET	31.12.2015	31.12.2014
ATIVO TOTAL	12.036.684	9.766.421
ATIVO CIRCULANTE	1.334.755	1.026.296
ATIVO NÃO CIRCULANTE	10.701.929	8.740.125
Realizável a Longo Prazo	1.436.139	1.083.981
Investimentos	2.979.400	1.569.251
Imobilizado	6.208.220	6.030.574
Intangível	78.170	56.319
PASSIVO - GET	31.12.2015	31.12.2014
PASSIVO TOTAL	12.036.684	9.766.421
PASSIVO CIRCULANTE	1.350.329	991.913
PASSIVO NÃO CIRCULANTE	3.780.934	2.289.930
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.905.421	6.484.578

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	31.12.2015		31.12.2014	
	GER	TRA	GER	TRA
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.389.360	501.387	2.535.329	413.348
Fornecimento de energia elétrica	565.378	-	513.239	-
Suprimento de energia elétrica	1.795.910	-	1.986.217	-
Disponibilidade da rede elétrica	-	252.315	-	197.563
Receita de construção	-	232.567	-	206.150
Outras receitas operacionais	28.072	16.505	35.873	9.635
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.209.612)	(394.015)	(2.336.521)	(392.187)
Energia elétrica comprada para revenda	(195.003)	-	(417.334)	-
Encargos de uso da rede elétrica	(253.225)	-	(223.274)	-
Pessoal e administradores	(169.389)	(79.873)	(150.392)	(77.138)
Planos previdenciário e assistencial	(38.754)	(18.477)	(38.168)	(14.136)
Material	(11.772)	(3.399)	(12.457)	(3.864)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(26.522)	-	(23.090)	-
Serviços de terceiros	(83.527)	(20.476)	(89.720)	(20.370)
Depreciação e amortização	(276.519)	(3.399)	(288.137)	(7.990)
Provisões e reversões	32.654	35.061	(941.248)	(37.642)
Custo de construção	-	(287.247)	-	(213.042)
Outros custos e despesas operacionais	(187.555)	(16.205)	(152.701)	(18.005)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	164.773	22.853	282.993	67.419
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.344.521	130.225	481.801	88.580
Resultado financeiro	(201.993)	23.615	48.768	81.231
LUCRO OPERACIONAL	1.142.528	153.840	530.569	169.811
Imposto de renda e contribuição social	(237.989)	(30.966)	7.883	(25.877)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	904.539	122.874	538.452	143.934

32 Instrumentos Financeiros

32.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

	NE nº	Nível	31.12.2015		31.12.2014	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado - mantido para negociação						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	654.438	654.438	155.865	155.865
			654.438	654.438	155.865	155.865
Empréstimos e recebíveis						
Cauções e depósitos vinculados (a)			-	-	2.200	2.200
Clientes (a)	7		399.206	399.206	265.959	265.959
Contas a receber vinculadas à concessão (d)	8		929.835	929.835	631.021	631.021
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (e)	9		-	-	301.046	302.689
			1.329.041	1.329.041	1.200.226	1.201.869
Disponíveis para venda						
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (f)	9	3	219.556	219.556	160.217	160.217
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	1.334	1.334	105.060	105.060
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	93.853	93.853	142.670	142.670
			314.743	314.743	407.947	407.947
Total dos ativos financeiros			2.298.222	2.298.222	1.764.038	1.765.681
Passivos Financeiros						
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil (c)	11.3		193.739	171.119	-	-
Fornecedores (a)	18		400.961	400.961	326.589	326.589
Empréstimos e financiamentos (c)	19		1.844.214	1.500.867	1.320.696	1.165.013
Debêntures (g)	20		1.090.755	1.090.755	-	-
Benefícios pós-emprego (h)	21		163.872	163.872	228.350	228.350
Contas a pagar vinculadas à concessão (i)	24		45.132	43.457	42.376	38.650
Total dos passivos financeiros			3.738.673	3.371.031	1.918.011	1.758.602

Os diferentes níveis foram definidos conforme a seguir:

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

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

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

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 117,00% do CDI para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.3.8, concessão de transmissão.

- e) Ativos que entraram em operação após maio de 2000, têm valores justos calculados pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa Selic, melhor taxa de curto prazo disponível para comparação na apuração do seu valor de mercado.
- f) Ativos de transmissão existentes em 31.05.2000 e ativos de geração têm valores justos equivalentes aos valores contábeis, em virtude do aguardo da conclusão do laudo a ser avaliado pela Aneel.
- g) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2015, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar de R\$ 4.825.
- h) Os critérios e as premissas estão divulgados na NE nº 4.9.
- i) Utilizada a taxa de 7,74% a.a. como referência de mercado.

32.2 Gerenciamento dos riscos financeiros

A Companhia, por meio de sua controladora, mantém o Comitê de Gestão de Riscos Corporativos, responsável pelo desenvolvimento e acompanhamento das políticas de gerenciamento de riscos e o assessoramento do Comitê de Auditoria, de forma a assegurar a boa gestão dos recursos e a proteção e valorização do seu patrimônio.

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

32.2.1 Risco de crédito

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

Exposição ao risco de crédito	31.12.2015	31.12.2014
Caixa e equivalentes de caixa (a)	654.438	155.865
Títulos e valores mobiliários (a)	95.187	247.730
Cauções e depósitos vinculados (a)	-	2.200
Clientes (b)	399.206	265.959
Contas a receber vinculadas à concessão (c)	929.835	631.021
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão - Ativos RBNI	-	301.046
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão (d)	219.556	160.217
	2.298.222	1.764.038

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas, resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está intimamente relacionado a fatores internos e externos à Companhia. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gerência das contas a receber, detectando consumidores com maior possibilidade de inadimplência, suspendendo o fornecimento de energia e implementando políticas específicas de cobrança, atreladas a garantias reais ou fidejussórias para débitos superiores a R\$ 200.

Os créditos de liquidação duvidosa estão adequadamente cobertos por provisão para fazer face a eventuais perdas na sua realização.

- c) A Administração considera bastante reduzido o risco deste, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos efetuados em infraestrutura e que não foram recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão, especificamente a atividade de transmissão, tendo em vista que a RAP é uma receita garantida, portanto sem risco de demanda.
- d) Para o valor relativo aos ativos RBSE existentes em 31.05.2000, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 589/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR), para fins de indenização. Para estes ativos a Administração considera como reduzido o risco de crédito uma vez que as regras para a indenização estão definidas e está em andamento o levantamento das informações conforme requerido pelo Poder Concedente.

Para o valor relativo aos ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do Valor Novo de Reposição (VNR), para fins de indenização. Apesar do Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos e de existirem incertezas quanto a homologação dos investimentos realizados, a expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados em 31.12.2015.

32.2.2 Risco de liquidez

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

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de se garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

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

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

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

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

A tabela a seguir demonstra valores de fluxo de caixa esperados de liquidação em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos

financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para o ano seguinte. A partir de 2018, repetem-se os indicadores de 2017 até o horizonte da projeção, exceto o dólar, que acompanha a inflação.

	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Passivo Total
31.12.2015							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	12.702	40.212	165.399	1.508.911	1.209.412	2.936.636
Debêntures	NE nº 20	-	-	165.898	1.466.881	-	1.632.779
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	332	667	3.460	18.063	189.573	212.095
Outros fornecedores	-	107.346	209.350	78.342	5.923	-	400.961
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	343.313	253.316	1.541.100	6.014.190	8.151.919
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Selic	3.764	7.641	36.228	191.659	-	239.292
Benefícios pós-emprego	8,53%	14.068	28.137	126.614	608.665	1.521.791	2.299.275
		138.212	629.320	829.257	5.341.202	8.934.966	15.872.957
31.12.2014							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 19	25.636	16.861	125.591	768.049	1.549.419	2.485.556
Derivativos	DI Futuro	13	-	-	-	-	13
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. Retorno + IGP-M e IPCA	303	607	2.766	17.526	185.001	206.203
Outros fornecedores	-	106.250	127.881	78.208	14.249	-	326.588
Obrigações de compra	IGP-M e IPCA	-	53.556	210.810	1.219.980	5.826.983	7.311.329
Benefícios pós-emprego	8,53%	15.602	31.204	140.417	737.022	1.929.395	2.853.640
		147.804	230.109	557.792	2.756.826	9.490.798	13.183.329

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nº 19.4 e 20.3, a Companhia tem empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento destas obrigações.

32.2.3 Risco de mercado

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

a) **Risco de taxa de juros e variações monetárias**

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

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

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

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

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes nas respectivas contas em 31.12.2015 e para o cenário provável considerou-se os saldos com a variação dos indicadores:

- Aplicações Financeiras, Títulos e Valores Mobiliários, Cauções e Depósitos Vinculados: projeção de taxa CDI/Selic de 15,77% com base na taxa de referência de LTN, com vencimento em 1º.01.2017 divulgada pela Bovespa em 30.12.2015;
- Contas a receber vinculadas à concessão, Contas a receber vinculadas à prorrogação da concessão e Passivos financeiros: CDI/Selic – 14,26%, IPCA – 7,36%, IGP-M – 6,85% e TJLP – 7,50%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2016 do Relatório Focus do Bacen de 05.02.2016.

Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável.

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados - dez.2016		
		31.12.2015	Provável	Adverso	Remoto
Ativos financeiros					
Equivalentes de caixa - aplicações financeiras	Baixa CDI/SELIC	654.193	103.606	77.716	51.829
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/SELIC	95.187	15.075	11.308	7.541
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IGP-M	929.835	68.436	51.327	34.218
Contas a receber vinculadas à indenização da concessão	Indefinido (a)	219.556	-	-	-
		1.898.771	187.117	140.351	93.588
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
BNDES	Alta TJLP	(1.192.193)	(89.414)	(111.768)	(134.122)
Notas promissórias	Alta CDI	(496.694)	(70.829)	(88.536)	(106.243)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(138.347)	(10.376)	(12.970)	(15.564)
Debêntures	Alta CDI	(1.090.755)	(155.542)	(194.427)	(233.312)
Parcelamento junto a Receita Federal do Brasil	Alta Selic	(193.739)	(27.627)	(34.534)	(41.441)
		(3.111.728)	(353.788)	(442.235)	(530.682)

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

Além da análise de sensibilidade exigida pela Instrução CVM nº475/08, a Companhia avalia seus instrumentos financeiros considerando os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo CPC 40 e IFRS 7. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2015, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela acima, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

32.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Risco de déficit de energia elétrica, decorrente de condições climáticas desfavoráveis quanto à ocorrência de chuvas, dado que a matriz energética brasileira está baseada em fontes hídricas.

Períodos de estiagem prolongada influenciam o volume de água em estoque nos reservatórios das usinas que, em níveis críticos, elevam o risco de desabastecimento de energia. Neste cenário, eventuais impactos no consumo de energia elétrica podem ocasionar perdas em razão da redução de receitas.

As principais bacias hidrográficas do país, onde estão localizados os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste tem enfrentado situações climáticas adversas nos últimos anos, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga do sistema elétrico.

Desta forma, em relação ao risco no curto prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE tem apontado equilíbrio entre demanda e oferta de energia, mantendo os índices dentro margem de segurança. O mesmo posicionamento é adotado pelo ONS em relação ao risco de déficit no médio prazo, conforme apresentado no PEN 2015 - Plano da Operação Energética 2015-2019.

Embora os estoques armazenados nos reservatórios não sejam os ideais, sob o ponto de vista dos órgãos reguladores, quando combinadas com outras variáveis, são suficientes para manter o risco de déficit dentro da margem de segurança estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (risco máximo de 5%) para o horizonte 2015-2019 em todos os subsistemas.

32.2.5 Risco de não prorrogação das concessões

A Lei nº 12.783/2013 disciplinou a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para as concessões alcançadas pelos artigos 17, 19 e 22 da Lei nº 9.074/1995. No entanto, a prorrogação é facultada à aceitação expressa das condições daquela Lei, tais como: i) receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; ii) alteração da remuneração de preço para tarifa calculada pela Aneel para cada usina; iii) alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição; iv) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel; e, v) concordância com os valores estabelecidos como indenização dos ativos vinculados à concessão.

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

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

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

Em um horizonte dos próximos 5 anos, ou seja até 2020, e com as premissas da atual legislação, a Copel Geração e Transmissão deverá se manifestar pela prorrogação ou não das concessões de geração da UTE Figueira, UHE Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia) e UHE São Jorge até 26.03.2017, 17.09.2018 e 03.12.2019, respectivamente. Essas usinas representam uma Garantia Física de 587,8 MW médios.

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

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

32.3 Gerenciamento de capital

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

O endividamento em relação ao patrimônio líquido é apresentado a seguir:

Endividamento	31.12.2015	31.12.2014
Empréstimos e financiamentos	1.844.214	1.320.696
Debêntures	1.090.755	-
(-) Caixa e equivalentes de caixa	654.438	155.865
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	11.826	117.593
Dívida líquida	2.268.705	1.047.238
Patrimônio líquido	6.905.421	6.484.578
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,33	0,16

33 Transações com Partes Relacionadas

Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Resultado	
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2015	31.12.2014
Controlador						
Estado do Paraná						
Empregados cedidos (a)	378	475	-	-	-	-
Companhia Paranaense de Energia						
Dividendos e Juros sobre capital próprio	-	-	292.813	202.617	-	-
Entidades com influência significativa						
BNDES e BNDESPAR						
Financiamentos (NE nº 19)	-	-	1.192.193	1.121.261	(85.496)	(71.882)
Entidades sob controle comum						
Copel Distribuição S.A.						
Suprimento de energia elétrica	3.922	7.316	-	-	37.996	68.053
Rede básica e de conexão	6.664	6.637	-	-	67.422	59.838
Prestação de serviços	-	-	778	647	(6.156)	(2.275)
Copel Telecomunicações S.A.						
Serviços de telecomunicações	-	-	1.507	2.516	(11.043)	(8.222)
Elejor - Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.						
Prestação de serviços	766	706	-	-	9.342	6.846
Controlada						
UEGA						
Rede básica e de conexão	205	109	-	-	1.118	893
Prestação de serviços	1.674	1.826	-	-	28.749	25.830
Dividendos	69.215	18.801	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto						
Costa Oeste Transmissora de Energia						
Serviços de operação e manutenção (b)	-	48	-	-	726	247
Dividendos	1.783	313	-	-	-	-
Marumbi Transmissora de Energia						
Serviços de engenharia (c)	-	-	184	-	1.264	1.654
Dividendos	3.101	2.211	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia						
Serviços de engenharia	-	-	-	-	914	-
Dividendos	2.634	566	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora						
Dividendos	4.476	227	-	-	-	-
Transmissora Sul Brasileira de Energia						
Dividendos	-	665	-	-	-	-
Matrinchã Transmissora de Energia						
Dividendos	8.115	8.116	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia						
Dividendos	3.930	3.930	-	-	-	-
Coligadas						
Dona Francisca Energética S.A. (d)						
	-	-	1.304	6.538	(30.556)	(81.342)
Foz do Chopim Energética Ltda. (e)						
	-	155	-	-	1.856	1.827
Companhia de Saneamento do Paraná						
Água tratada, coleta e tratamento de esgoto	-	-	-	2	(388)	(395)
Utilização de água retirada da Represa do Alagado	-	72	-	-	159	272
Pessoal chave da administração						
Honorários e encargos sociais (NE nº 29.2)	-	-	-	-	(1.890)	(1.757)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21)	-	-	-	-	(1.273)	(181)
Outras partes relacionadas						
Fundação Copel						
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	-	-	(7.902)	(7.109)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 21)	-	-	163.872	228.350	-	-
Lactec (f)	23.375	13.129	841	596	(14.710)	(13.531)

- a) Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos da PCLD, no valor de R\$ 839, em 31.12.2015 (R\$ 865, em 31.12.2014).
- b) Contrato de operação e manutenção, com vencimento em 26.12.2018, realizados entre a Costa Oeste Transmissora e a Copel Geração e Transmissão.
- c) Contrato de prestação de serviço de engenharia realizado entre a Copel Geração e Transmissão e as empresas Marumbi Transmissora de Energia e Caiuá Transmissora de Energia.
- d) Contrato de compra e venda de energia, realizado entre a Dona Francisca Energética e a Copel Geração e Transmissão, com vencimento em 31.03.2025.
- e) Contratos realizados entre a Foz do Chopim Energética Ltda. e a Copel Geração e Transmissão referentes à prestação de serviços de operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2019 e à conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- f) O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Companhia, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel.

Os saldos do ativo referem-se a P&D, contabilizados no Circulante, na conta Serviços em curso, na qual devem permanecer até a conclusão do projeto, conforme determinação da Aneel.

33.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

A Copel Geração e Transmissão e a controladora concederam avais na emissão de financiamentos, de debêntures e de contratos de seguros dos empreendimentos controlados em conjunto conforme demonstrado a seguir:

Empresa	Operação	Data da emissão	Vencimento final	Valor aprovado	Saldo 31.12.2015	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	84.175	49,0	41.246
(2) Costa Oeste Transmissora	Financiamento	30.12.2013	15.11.2028	36.720	33.057	51,0	16.859
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	20.06.2013	20.06.2016	400.000	401.726	49,0	196.846
(4) Integração Maranhense	Financiamento	30.12.2013	15.02.2029	142.150	139.825	49,0	68.514
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	12.09.2014	12.03.2016	469.000	489.732	50,1	245.356
(6) Matrinchã Transmissora	Financiamento	27.12.2013	15.05.2029	691.440	658.743	49,0	322.784
(7) Transmissora Sul Brasileira	Financiamento	12.12.2013	15.07.2028	266.572	242.606	20,0	48.521
(8) Transmissora Sul Brasileira	Debêntures	15.09.2014	15.09.2028	77.550	95.190	20,0	19.038
(9) Paranaíba Transmissora	Financiamento	21.10.2015	15.10.2030	606.241	548.011	24,5	134.263
(10) Marumbi Transmissora	Financiamento	06.10.2014	15.07.2029	55.037	52.679	80,0	42.143

Instituição financeira financiadora:

BNDES

Destinação:

Programa Investimentos e/ou Capital de Giro.

Aval / Fiança:

Prestado pela Copel Geração e Transmissão: (1) (4)

Prestado pela Copel: (2) (3) (5) (6) (7) (8) (9) (10)

Garantias da Operação:

Penhor de ações da Copel Geração e Transmissão proporcional à participação nos empreendimentos: 49% (1) (4) (6); 51% (2); 20% (7) (8); 80% (10)

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	28/02/2016	90.000	49,0	44.100
Guaraciaba Transmissora	28/02/2016	47.000	49,0	23.030
Paranaíba Transmissora	29/06/2016	48.000	24,5	11.760
Mata de Santa Genebra	26/05/2018	78.300	50,1	39.228
Cantareira Transmissora	30/11/2018	31.200	49,0	15.288

34 Seguros

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

Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Seguro Aeronáutico	30/01/2017	101.447
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	01/04/2016	2.890
Garantia de Participação - Aneel	17/05/2016	5.806
Garantia de Fiel Cumprimento - DNIT - Dep. Nac. de Infraest. e Transportes	15/08/2016	2
Riscos nomeados	24/08/2016	1.222.071
Incêndio - imóveis próprios e locados	24/08/2016	77.067
Transporte nacional e internacional - exportação e importação	24/08/2016	apólice por averbação
Riscos diversos	24/08/2016	789
Garantia de Participação - Aneel	11/11/2016	1.309
Garantia de Participação - Aneel	11/11/2016	437
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	01/05/2017	44.319
Garantia de Fiel Cumprimento - Aneel	31/07/2017	12.500
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	30/11/2017	2.450
Garantia de Fiel cumprimento - Aneel	02/06/2018	6.750

Nota: * O valor da importância segurada do Seguro Aeronáutico foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31/12/2015 - R\$ 3,9048

35 Eventos Subsequentes

35.1 Contrato de concessão da Usina Gov. Parigot de Souza - GPS

A Copel Geração e Transmissão assinou em 05.01.2016 o contrato de concessão da Usina Hidrelétrica Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza - GPS. A usina, cuja concessão fazia parte do parque gerador da Copel Geração e Transmissão e teve o seu vencimento em 07.07.2015, foi arrematada no Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência realizado pela Aneel, no dia 25.11.2015. A usina tem potência instalada de 260 MW, garantia física de 109 MW médios e o prazo da concessão é de 30 anos a partir da assinatura do contrato.

A Licitação foi realizada na modalidade leilão com pagamento de bonificação de outorga e oferta pela Copel Geração e Transmissão da Receita Anual de Geração - RAG sem deságio do preço-teto estipulado no Leilão.

A bonificação de outorga, no valor de R\$ 574.826, teve a 1ª parcela de R\$ 373.637 quitada em 04.01.2016 e a 2ª parcela, de R\$ 201.189 a ser atualizada pela taxa Selic, com o vencimento em 05.07.2016.

A energia gerada pela usina será alocada 100% no regime de cotas de garantia física em 2016, e 70% a partir de 1º.01.2017. Para essa parcela de energia, a Copel Geração e Transmissão não arcará com os riscos hidrológicos nem com os resultados financeiros do MRE associados à usina hidrelétrica.

Em 19.01.2016 a Resolução Aneel nº 2.014 homologou a RAG de GPS em R\$ 143.832. A receita inicial vigorará desde a data de assinatura do Contrato de Concessão, ocorrida em 05.01.2016 até 30.06.2016, quando será realizado o primeiro reajuste tarifário. A receita do período corresponde a 48,63% da anual de geração que em valores mensais representa R\$ 11.658 sem as despesas com PIS e Cofins mas com acréscimo dos encargos de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão, além dos encargos setoriais homologados na Resolução Aneel nº 1.924/2015.

35.2 Leilão de Transmissão 005/2015

A Copel Geração e Transmissão arrematou o Lote E do Leilão de Transmissão nº 005/2015, realizado em 18.11.2015. O empreendimento, que foi conquistado sem deságio, conta com uma RAP de R\$ 97.948 e investimento total previsto pela Aneel de R\$ 580.595, e é composto por diversas instalações totalizando 230 km de linhas de transmissão e 3 subestações.

A entrada em operação comercial das instalações i) LT 525 kV Curitiba Leste – Blumenau C1 e da ii) LT 230 kV Baixo Iguaçu – Realeza esta prevista para 04.03.2021 e as demais instalações para 04.09.2019.

O contrato de concessão encontra-se em processo de assinatura.

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Conselheiros e Diretores da

Copel Geração e Transmissão S.A.

Curitiba - Paraná

Examinamos as demonstrações financeiras da Copel Geração e Transmissão S.A. ("Companhia") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

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

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e

a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações financeiras

Em nossa opinião as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Copel Geração e Transmissão S.A. em 31 de dezembro de 2015, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, representando uma informação adicional às demonstrações financeiras mencionadas no primeiro parágrafo. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Curitiba, 22 de março de 2016

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-PR

João Alberto Dias Panceri

Contador CRC PR-048555/O-2

**PARECER DO CONSELHO FISCAL SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
DO EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015**

Os membros do Conselho Fiscal da Copel Geração e Transmissão S.A. - Copel GeT, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras, do Relatório Anual da Administração, da Proposta da Administração para Destinação do Lucro Líquido referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2015 e da Proposta para Aumento do Capital Social e Atualização do Artigo 4º do Estatuto Social da Companhia e, com base em análises efetuadas e esclarecimentos adicionais prestados pela Administração, considerando, ainda, o Relatório dos Auditores Independentes, KPMG Auditores Independentes, emitido sem ressalvas, concluíram que os documentos analisados, em todos os seus aspectos relevantes, estão adequadamente apresentados, motivo pelo qual opinam favoravelmente ao seu encaminhamento para deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 23 de março de 2016.

OSNI RISTOW

GEORGE HERMANN RODOLFO TORMIN

NELSON LEAL JUNIOR